



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

*Trabalho de Conclusão de Curso*

*Aspectos relevantes para elaboração de projeto mecânico de linhas  
aéreas de transmissão de energia elétrica.*

**Cintya Leyse Brilhante de França**

Estudante de Graduação

UFCG

**Washington Luiz Araújo Neves**

Professor Orientador

UFCG

Campina Grande - PB  
Outubro de 2012

*Aspectos relevantes para elaboração de projeto mecânico de linhas  
aéreas de transmissão de energia elétrica.*

*Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Campina Grande, em cumprimento  
parcial às exigências para obtenção do grau de  
Engenheira Eletricista.*

Aprovado em \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_

---

**Cintya Leyse Brilhante de França**

Estudante de Graduação

UFCG

---

**Washington Luiz Araújo Neves**

Professor Orientador

UFCG

---

Professor Convidado

Campina Grande - PB  
Outubro de 2012

## Dedicatória

Aos meus pais,  
José França e Suely Brilhante,  
e ao meu irmão, Andrey Hudson.

## **Agradecimentos**

Agradeço a Deus, por estar sempre ao meu lado, iluminando os meus passos.

À minha família, pelo todo o amor e apoio dado em todos os momentos.

Ao professor Washington Neves, por se dispor a orientar-me neste trabalho, sempre se mostrando acessível e disposto a ajudar, sempre contribuindo, pacientemente, para o melhor desenvolvimento de seus alunos.

À professora Maria de Fátima Queiroz Vieira, pelas palavras de apoio e incentivo ao longo destes anos de graduação, sempre me estimulando a crescer enquanto profissional e ser humano.

À grande amiga de todas as horas, Ana Maria Araújo Soares, peça fundamental na minha vida. Às amigas Catuxe Varjão, Thaciana Yara e Lidja Tavares, pelo carinho e incentivo.

Ao meu namorado, Marcelo Levy, por todo amor, incentivo, paciência e compressão na minha ausência durante o desenvolvimento deste trabalho.

Ao meu querido colega de trabalho e grande amigo, Rafael Pontes, pelo auxílio técnico e presteza sempre que preciso, além das piadas que sempre me fazem esquecer dos problemas.

Aos demais amigos queridos, que por serem muitos, não me dou o direito de citar nomes, a fim de não cometer a injustiça de esquecer algum. Amizades conquistadas ao longo destes anos de vida acadêmica, com os quais dividi alegrias e tristezas.

Aos mestres e funcionários, dos quais levarei lições para a vida inteira, não apenas enquanto profissional, mas também como ser humano.

**“A vontade de vencer é importante, mas a vontade de se preparar é vital.”**

**Joe Paterno**

# SUMÁRIO

Capítulo 1: Introdução.....	1
<b>1.1. Motivação</b> .....	1
<b>1.2. Objetivos</b> .....	1
<b>1.3. Metodologia</b> .....	1
<b>1.4. Estrutura do texto</b> .....	2
Capítulo 2: Linhas de Transmissão .....	3
<b>2.1. Níveis de Tensão</b> .....	3
2.1.1. Transmissão.....	4
2.1.2. Subtransmissão.....	5
2.1.3. Distribuição .....	5
<b>2.2. Aspectos Gerais de Projeto</b> .....	5
2.2.1. Projeto Básico .....	6
2.2.2. Projeto Executivo .....	30
Capítulo 3: Projeto de uma Linha de Transmissão de 230 kV .....	35
<b>3.1. Projeto Básico</b> .....	35
3.1.1. Parâmetros Meteorológicos.....	36
3.1.2. Cabos Condutores .....	40
3.1.3. Cabos Para-raios.....	42
3.1.4. Coordenação de Isolamento .....	48
3.1.5. Estudos Eletromagnéticos .....	50
3.1.6. Largura de Faixa.....	55
<b>3.2. Projeto Executivo</b> .....	55
3.2.1. Plotação Preliminar .....	55
3.2.2. Locação em Campo .....	57
3.2.3. Plotação Definitiva.....	57
3.2.4. Memoriais de Travessias.....	57
Capítulo 4: Conclusões.....	60

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT: Associação Brasileira de Normas Técnicas  
ACSR: *Aluminum Conductors Steel Reinforced*  
AM: *Amplitude Modulation*  
ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica  
AT: Alta Tensão  
ATP: *Alternative Transients Program*  
CAA: Cabo de Alma de Aço  
CE: Campo Elétrico  
CEPEL: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica  
CHESF: Companhia Hidrelétrica do São Francisco  
CM: Campo Magnético  
DNIT: Departamento Nacional de Infraestrutura de Transportes  
EAR: Extra Alta Resistência  
EAT: Extra Alta Tensão  
EDS: *Every Day Stress*  
EHS: *Extra-High Strength*  
FM: *Frequency Modulation*  
IEC: *International Electrotechnical Commission*  
INMET: Instituto Nacional de Meteorologia  
LD: Linha de Distribuição  
LT: Linha de Transmissão  
NBR: Norma Brasileira  
ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico  
OPGW: Optical Ground Wire  
PC: Ponto Crítico  
PCD: Plataforma de Coleta de Dados  
RA: Ruído Audível  
RI: Rádio Interferência  
SADMET: Seção de Armazenamento de Dados Meteorológicos  
SE: Subestação  
UAT: Ultra Alta Tensão  
UFMG: Universidade Federal de Campina Grande

## Capítulo 1

### **Introdução**

#### **1.1. Motivação**

Na graduação de Engenharia Elétrica, na UFCG, é ministrada uma disciplina de ênfase, denominada Análise de Sistemas Elétricos, que aborda, dentre outros conteúdos, a modelagem de linhas e determinação de alguns de seus parâmetros elétricos. Há, também, a disciplina obrigatória denominada Ondas e Linhas, que apresenta em sua ementa uma abordagem de tópicos como velocidade de propagação e constante de fase da linha, mas em nenhuma delas é abordado algum aspecto mecânico de linhas de transmissão.

Após o desenvolvimento de trabalhos na área de Projetos de Linhas, durante o período de estágio curricular realizado pela aluna, a mesma observou a necessidade do conhecimento de uma abordagem não apenas elétrica, mas também mecânica de projetos de linhas de transmissão. Esta visão motivou o desenvolvimento deste trabalho de conclusão de curso.

#### **1.2. Objetivos**

Este relatório objetiva apresentar uma visão geral de projetos mecânicos de linhas, bem como apresentar um estudo de caso como ilustração do assunto abordado. Visa proporcionar o conhecimento na área de projeto mecânico de linhas aéreas.

#### **1.3. Metodologia**

Foi realizada, inicialmente, uma revisão bibliográfica com base em literaturas dedicadas ao tema proposto. No entanto, notou-se que algumas estão defasadas com relação aos preceitos utilizados atualmente para projetar linhas de transmissão, desta forma, foram consultados documentos de referência atualizados da CHESF, fornecidos pela



Multiempreendimentos Engenharia Consultiva LTDA, empresa na qual a aluna realizou seu estágio, e ainda, normativos relacionados ao tema e manuais de fabricantes.

Após tal estudo, foram listados os passos de um projeto fictício e desenvolvido um estudo de caso com base em trabalho realizado na empresa mencionada. Este trabalho apresenta a ilustração de um projeto real.

#### **1.4. Estrutura do texto**

O texto é apresentado em quatro capítulos, sendo este o primeiro. O capítulo 2 introduz conceitos importantes de linhas de transmissão, apresentando aspectos essenciais da elaboração de seus projetos. O terceiro capítulo mostra a estrutura que detém o projeto de uma linha de transmissão com nível de tensão até 230 kV, onde o trabalho é ilustrado com a exibição de um estudo de caso com base em um projeto real. No último capítulo são apresentadas as conclusões.

## Capítulo 2

### **Linhas de Transmissão**

Há muito tempo se sabe que o crescimento de uma região está diretamente relacionado com a energia consumida pela mesma. Este fato é baseado no crescimento industrial associado a um maior consumo populacional.

Este consumo em larga escala alimenta a necessidade de viabilizar a chegada da energia gerada aos centros consumidores, quando se mostra quão essencial é a construção de sistemas que possibilitem este transporte, momento em que entram neste cenário as linhas de transmissão aéreas de energia elétrica. Estas são definidas como conjuntos de torres, cabos elétricos, isoladores e outros componentes elétricos e mecânicos cuja função é transportar energia elétrica de um ponto a outro.

Com o advento da adoção de sistemas interligados de energia, ver-se que estes adotam um esquema vertical e horizontal de categorias de linhas conforme mostra a Figura 2.1. Os níveis apresentados na figura (estrutura vertical) podem ser mais bem compreendidos na seção a seguir.

#### **2.1. Níveis de Tensão**

A escolha do nível de tensão de uma linha se dá com base em alguns dados essenciais, como a distância entre os pontos que serão conectados (o que refletirá no comprimento da linha), a potência que se faz necessária ser transmitida, o padrão estrutural a ser seguido e custos associados às possíveis escolhas.

Observando as limitações e de acordo com o objetivo concepcional da linha, esta pode ser classificada conforme é descrito nas subseções a seguir.

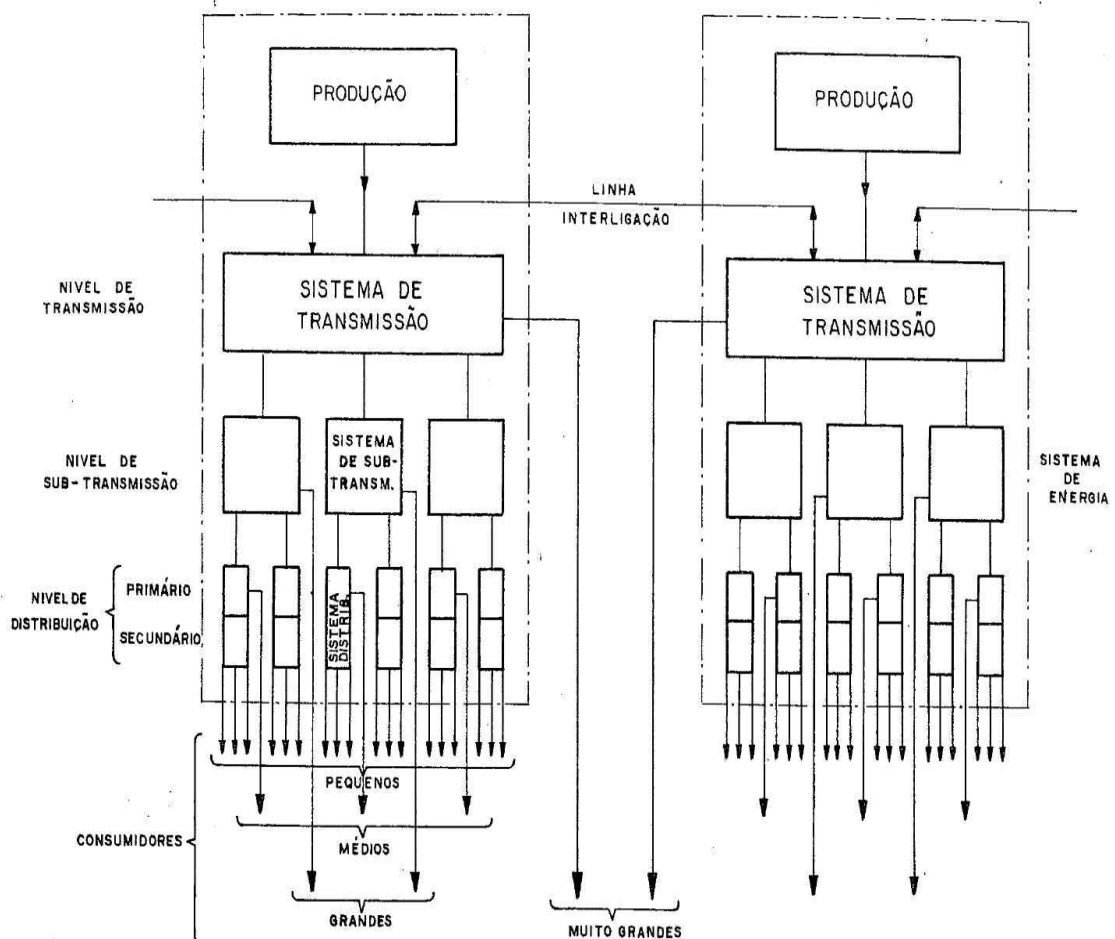


Figura 2.1 – Estrutura básica de um sistema interligado

Fonte: (FUCHS, 1977)

### 2.1.1. Transmissão

Estas são as linhas que operam nos níveis de tensão mais elevados. Partem das subestações elevadoras próximas às unidades geradoras com destino aos centros consumidores e/ou sistemas independentes de consumo em larga escala. Funcionam como transportadoras de energia “por atacado”, que, posteriormente, serão ramificadas através de linhas de subtransmissão e distribuição, para, enfim, chegar aos seus consumidores finais.

Seguem com a seguinte subclassificação conforme o nível de tensão:

- 230 kV: classificadas como linhas de transmissão em alta tensão (AT);
- 345 kV, 500 kV e 765 kV: são consideradas linhas de transmissão em extra alta tensão (EAT).

- Ainda existem as consideradas linhas de ultra alta tensão (UAT), com níveis de tensão acima de 765 kV, no entanto, ainda não há este tipo de linha em nosso país.

### 2.1.2. Subtransmissão

Classificadas comumente como linhas de transmissão, as linhas de 69 kV e 138 kV são, na verdade, linhas de subtransmissão em alta tensão. São originadas nos barramentos das subestações regionais e findam-se nas subestações abaixadoras locais, representando a primeira derivação da energia transportada pelas linhas de transmissão e abastecendo os sistemas de distribuição, que será tratado na subseção 2.1.3. Provêm os grandes consumidores de energia, aqueles que utilizam energia em grande quantidade, a exemplo de indústrias, grandes centros comerciais, dentre outros.

### Distribuição

As linhas de distribuição, também chamados alimentadores, podem ser primárias ou secundárias e têm como função alimentar os consumidores finais, sendo estes de pequeno ou médio porte. As primárias apresentam nível de tensão (13,8 kV e 34,5 kV) que se enquadram para transporte de energia em vias públicas, mas suficientemente elevadas para assegurarem boa regulação. As linhas de distribuição secundárias operam com as tensões mais baixas do sistema, em nível de pequenos consumidores finais. No Brasil, são usados sistemas de 220/127 V (entre fases e fase-neutro), sistemas de 380/220 V que derivam de sistemas trifásicos com neutro e sistemas 220/110 V, que derivam de sistemas monofásicos.

## 2.2. Aspectos Gerais de Projeto

O projeto de uma linha de transmissão é regulamentado por um grande conjunto de normas técnicas, sendo uma obra de engenharia que envolve diversos subsistemas, grande custo e potencial risco a vidas humanas, sendo elemento fundamental na prestação de serviço público essencial. Além de respeitar todas as normas técnicas vigentes, o projeto de uma linha de transmissão elétrica deve seguir critérios técnicos, econômicos e éticos, respeitando a qualidade de vida humana e o meio ambiente.

A norma **ABNT NBR 5422[1]**, intitulada *Projeto de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica*, publicada em março de 1985, pela ABNT, fixa as condições básicas para projetos de linhas, em nosso país, com tensão máxima eficaz fase-fase de 38 kV a 800 kV. No entanto, alguns dados não estão adequados à realidade atual, uma vez que a norma encontra-se desatualizada e necessita ser revisada. Sendo assim, este trabalho baseia-se não apenas nas orientações dadas no referido documento, mas em outros normativos como a **IEC 60826[2]**, intitulada *Design criteria of overhead transmission lines*, publicada em 2003, pela IEC. Outras normas mais específicas são consultadas durante o projeto, estas serão citadas e comentadas ao longo do texto.

Tanto para projeto de novas linhas de transmissão, como para seccionamentos, reisolamentos (quando é necessária a realização de modificações para que linha possa operar, continuamente, em tensão superior ao seu projeto original) e reformas de linhas existentes, são utilizados os mesmos critérios descritos nestas normas.

Um projeto de linhas de transmissão se dá em muitas etapas, dividido em duas maiores: projeto básico e projeto executivo. Este capítulo dedica-se a apresentar como é feito um projeto deste tipo para uma linha com nível de tensão até 230 kV.

### 2.2.1. Projeto Básico

A ANEEL, agência que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, detém o poder e responsabilidade de realizar leilões de concessão de trechos de linhas de transmissão. Na documentação gerada para lançamento de edital associada a estes leilões, estão presentes as premissas, características e requisitos exigidos pela ANEEL a serem seguidas pelo vencedor da concessão e, conseqüentemente, pelos projetistas em questão.

Uma vez conquistada a concessão de uma linha de transmissão, com base em tais premissas estabelecidas pela agência, a transmissora, por meio de uma equipe de engenheiros projetistas, inicia uma série de estudos que comporão um relatório, denominado Projeto Básico. Este objetiva apresentar um resumo consolidado com características de funcionamento, fruto dos diversos estudos necessários ao projeto da linha como um todo.

Antes de levar a leilão as linhas abertas à concessão, é traçado, preliminarmente, o caminho a ser seguido pelas mesmas, de forma apenas orientativa. No entanto, no início do

projeto, é necessária a realização de estudo de traçado, que consiste em uma análise mais específica da região por onde passará a linha observando topografia do terreno, travessias a serem feitas ao longo do caminho a ser seguido, avaliação patrimonial das áreas atingidas e estudos ambientais, de modo que estas informações embasem a proposição de um traçado real e mais detalhado. Neste estudo, verifica-se toda a extensão da faixa de servidão, que se trata de uma faixa de terra por onde se encaminhará a linha com determinada largura (escolhida por critérios técnicos de projeto, nível de ruído audível, efeito Corona, balanço de cadeias e estaiamento, conforme apresentará o item 2.2.1.6).

Feito o estudo de traçado e observado *in loco* algumas características de grande relevância, iniciam-se as análises para elaboração do Projeto Básico. Nas subseções a seguir, são apresentados os itens contemplados neste tipo de documento.

#### 2.2.1.1. Parâmetros Meteorológicos

As linhas aéreas de transmissão de energia elétrica são componentes muito importantes do sistema elétrico e a sua vulnerabilidade aos fenômenos meteorológicos é um fator determinante no seu projeto e operação.

Conforme mencionado, deve ser feito um estudo local onde a linha será implantada, onde são levantados os parâmetros meteorológicos relevantes ao projeto. Os dados levantados devem ser os mais confiáveis possíveis, caso contrário, comprometerão o projeto como um todo. A garantia desta confiabilidade reside, dentre outras coisas, no investimento em bons instrumentos de medida, razoável período de registro e adequada densidade de estações.

Alguns destes parâmetros estão listados a seguir:

- **Altitude média:** média das altitudes pontuais ao longo do trecho da linha
- **Temperatura média:** média das temperaturas no tempo avaliado com determinada taxa de amostragem.
- **Temperatura máxima média:** média das temperaturas máximas ao longo do período considerado.
- **Temperatura mínima:** menor temperatura com probabilidade de 2% de ocorrência anual, obtida da distribuição de temperaturas mínimas anuais.

- **Temperatura máxima:** maior temperatura com probabilidade de 2% de vir a ser excedido anualmente, obtida da distribuição de temperaturas máximas anuais.
- **Temperatura coincidente:** média da temperatura mínima diária supostamente coincidente com a ocorrência da velocidade de vento do projeto.
- **Velocidade básica de vento:** velocidade do vento calculado para um período de retorno de 50 anos, a 10m de altura, período de integração de 10 minutos e grau de rugosidade B (ver subseção 3.1.1.1).
- **Velocidade de vento de projeto:** calculado a partir da velocidade básica de vento, levando em conta alguns parâmetros pré-determinados (ver subseção 3.1.1.1).
- **Velocidade máxima de vento:** estimativa da atividade eólica destrutiva na região de implantação da linha.
- **Pressão de vento:** pressão exercida pelo vento calculada a partir da velocidade de vento de projeto.

Estes dados são obtidos através de PCDs ou Estações Meteorológicas Automáticas. No Brasil, este trabalho é realizado pelo INMET, que disponibilizam as informações no SADMET, banco de dados do instituto.

De posse dos dados de interesse para projetos de linhas de transmissão, fornecidos pelo INMET, o CEPEL realiza tratamento de dados, feito com base em modelos probabilísticos, onde são gerados mapas de temperaturas (isotermas) e de velocidade do vento (isotacas) e desenvolve relatórios de mapeamentos que são usados pelos projetistas na elaboração de projeto. Com base nestes relatórios, o projetista identifica os valores a serem utilizados como parâmetros de projeto de acordo com a região em questão.

#### 2.2.1.1.1. Ações dos ventos

Especialmente para dados de vento, nas premissas que constam no edital de concessão da linha, fornecido pela ANEEL, estão presentes as condições para as quais deve ser tomada a velocidade de vento para o projeto, que são: o período de retorno, o grau de rugosidade de terreno e tempo de integração.

O período de retorno, T, dado em anos, é o tempo estimado para o qual há uma maior probabilidade de nova ocorrência de vento máximo com relação a última ocorrência registrada. Partindo deste dado, é possível calcular a velocidade de vento para este período

$(V_T)$ , conforme mostra a equação (2.1), extraída do item 4.8.2 da NBR 5422/1985, que será utilizado para o cálculo da velocidade de vento de projeto:

$$V_T = \hat{\beta} - \frac{\ln \left[ -\ln \left( 1 - \frac{1}{T} \right) \right]}{\hat{\alpha}} \quad [m/s] \quad (2.1)$$

Em que os parâmetros  $\hat{\alpha}$  [ $(m/s)^{-1}$ ] e  $\hat{\beta}$  [ $m/s$ ] são determinados no tratamento probabilístico dos dados coletados utilizando a distribuição de Gumbel [3] e podem ser obtidos a partir das figuras 29 e 30 da **NBR 5422/1985**[1]. No entanto, este não é objeto do estudo em questão, sendo necessária a busca por detalhes em literatura correlata. Este modelo será utilizado na subseção 3.1.1.1., ilustrando os cálculos de vento para o projeto.

O grau de rugosidade do terreno ( $k_r$ ), que indica o nível de irregularidades que a superfície do solo apresenta e que interferem no abrandamento do vento, é dado de acordo com a categoria do terreno, conforme mostra a Tabela 2.1. A cada tipo de terreno está associado um coeficiente de rugosidade (adimensional), que é utilizado no cálculo da velocidade de vento de projeto.

**Tabela 2.1 – Coeficientes de rugosidade do solo.**

CATEGORIA DO TERRENO	CARACTERÍSTICAS DO TERRENO	COEFICIENTE DE RUGOSIDADE ( $k_r$ )
<b>TIPO A</b>	Vastas extensões de água; áreas planas costeiras; desertos planos.	1,08
<b>TIPO B</b>	Terreno aberto com poucos obstáculos.	1,00
<b>TIPO C</b>	Terreno com obstáculos numerosos e pequenos.	0,85
<b>TIPO D</b>	Áreas urbanizadas; terrenos com muitas árvores altas.	0,67

**Fonte: ABNT NBR 5422/1985**

Com relação ao tempo de integração (t), dado em minutos, trata-se do intervalo de observância do vento para determinação do coeficiente de rugosidade. Este coeficiente  $k_r$  corresponde à velocidade de vento médio observado durante o tempo de integração a uma altura de 10 metros do solo (valor de ensaio descrito pela Norma Brasileira 5422/1985).



Partindo deste dado, conforme apresentado na Figura 2.2, foi calculada a relação  $k_d$  (adimensional) entre os valores médios de ventos a 10 metros do solo para diferentes períodos de integração e rugosidades do terreno.

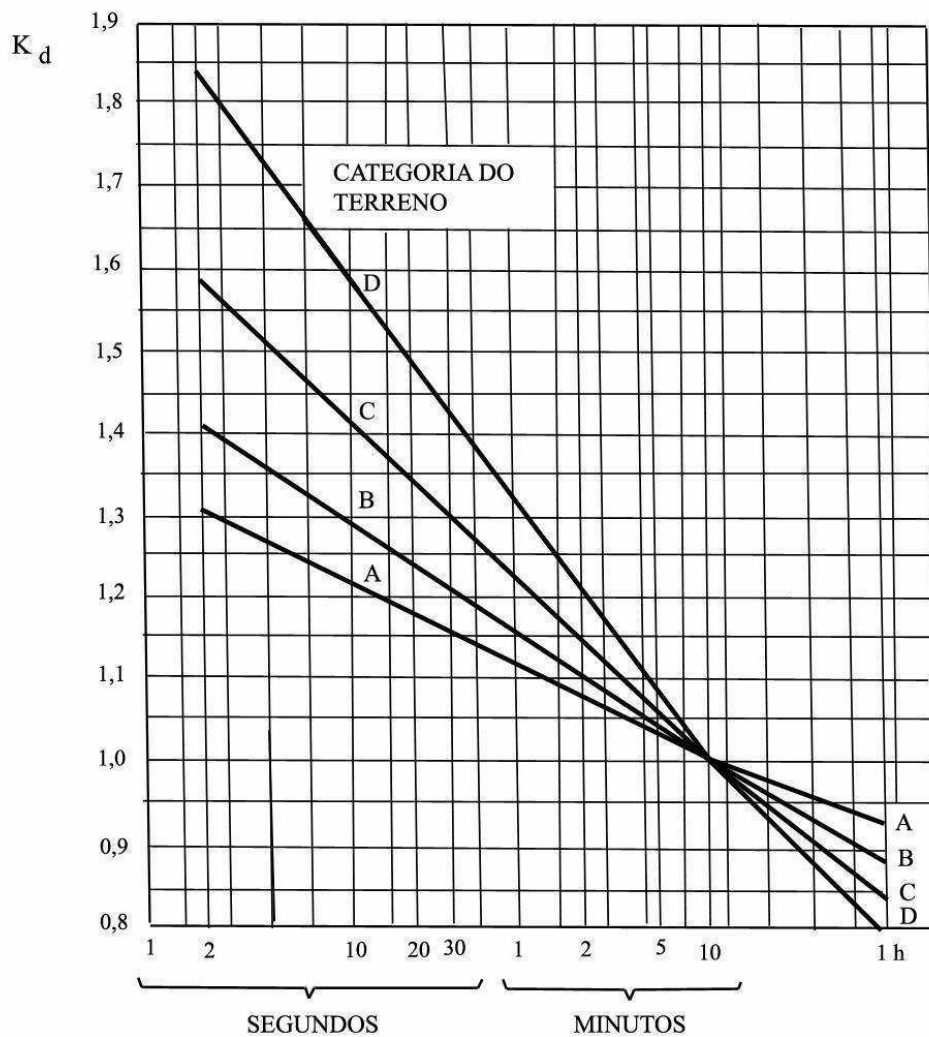


Figura 2.2 - Relações entre as velocidades médias a 10 m de altura ( $k_d$ )

Fonte: NBR 5422/1985

Determinadas todas as variáveis envolvidas, agora é possível o cálculo da velocidade de vento de projeto, para determinada altura  $H$  [m], conforme mostra a equação 2.2, obtida da norma citada:

$$V_P = k_r \cdot k_d \cdot \left(\frac{H}{10}\right)^{\frac{1}{n}} \cdot V_T \quad [m/s] \quad (2.2)$$

### 2.2.1.1.2. Neve e gelo

Quando há ocorrência de neve e de depósito de gelo nos cabos e nas torres, as áreas de exposição ao vento e o peso aumentam, sobrecarregando as estruturas. O que necessita alterações nos cálculos de parâmetros e carregamentos da linha.

Este fenômeno pode ser visto na Figura 2.3, onde uma torre fica recoberta por uma espessa camada de gelo, o que representa uma carga adicional para o conjunto torre-cabos. Este fenômeno pouco é considerado em projetos de linhas no território brasileiro, visto o clima tropical existente aqui.



**Figura 2.3 - Torre de transmissão atingida por tempestade de neve, no Canadá, 1998.**

**Fonte: (ROGIER, 2006)**

### 2.2.1.2. Cabos Condutores

Diferentes materiais são necessários para a produção de um cabo que reúna características eletromagnéticas e de condutividade adequadas para transmissão de correntes e tensões muito elevadas, reduzindo perdas elétricas e dissipação de calor. E ainda, que apresente baixo peso, adequado coeficiente de expansão térmica e grande resistência a trações e às intempéries que causam corrosão.

#### 2.2.1.2.1. Escolha dos cabos condutores

Para a escolha do tipo de condutor a ser utilizado em uma linha de transmissão, é preciso observar alguns parâmetros elétricos que devem ser respeitados a fim de determinarmos as especificações técnicas que deve apresentar o cabo escolhido. Dentre eles, a temperatura próxima à temperatura representativa de operação da linha (geralmente tomada por 45°C para as regiões como o Nordeste) que é determinada um pouco acima, por volta de 50°C, e o valor da resistência de sequência positiva por unidade de comprimento da linha para a frequência nominal de operação (usualmente 60 Hz, no Brasil).

A necessidade de observância deste último parâmetro reside no fato de que a resistência elétrica de uma linha influencia, diretamente, no seu projeto e otimização, uma vez que potência e perdas de energia são funções diretas da resistência de fase do condutor. Nos estudos de regime permanente de fluxo de carga, que verificam o controle de tensão no sistema, são utilizados apenas os parâmetros de sequência positiva.

O valor da resistência de sequência positiva encontrado para os cabos analisados deve ser igual ou menor que o valor de configuração básica especificado no edital de leilão da linha concedida pela ANEEL. A metodologia de cálculo deste valor de configuração não será contemplada neste estudo, uma vez que já vem pré-determinado pela agência reguladora.

Por ser o cálculo manual de parâmetros um procedimento minucioso e demorado, geralmente opta-se por simulações realizadas em softwares como o ATP (disponível em [www.emtp.org](http://www.emtp.org)), que se trata de um sistema de programação universal para simulação digital de fenômenos transitórios eletromagnéticos e de natureza eletromecânica. Parte-se de dados presentes no documento da ANEEL, onde é estipulado o tipo de circuito a ser usado (simples ou duplo) e a extensão da linha, analisam-se em linhas gerais as especificações limitantes presentes no documento de leilão de concessão da linha (edital) para escolha do tipo de cabo e são feitas simulações com as escolhas mais prováveis, observando o cabo que melhor atenda à condição da resistência de sequência positiva.

É fácil ver que a experiência do projetista de linhas aéreas de transmissão de energia facilita a escolha e reduz o trabalho nesta etapa. Com base nas simulações realizadas, são estipulados o tipo do condutor, a sua área e o número de condutores por fase. Este arranjo deve atender a todas as solicitações especificadas pela ANEEL.

#### 2.2.1.2.2. Carga mecânica sobre os cabos

Além da resistência de sequência positiva, outro fator predominante na escolha do cabo condutor a ser utilizado é a suportabilidade da carga mecânica sob a qual este estará submetido. O dimensionamento dos cabos deve ser feito para que estes suportem três estados de tracionamento: básico, normal e de referência. Estes estados resultam de combinações entre condições de clima e vida útil do cabo, que são:

- Estado de Tracionamento Básico:
  - a. Para temperatura mínima, tração axial máxima deve ser limitada a 33% da tração de ruptura do cabo (tração limítrofe para rompimento do cabo especificado pelo fabricante após realização de testes);
  - b. Para velocidades de vento com período de retorno de 50 anos, a tração axial máxima deve ser limitada a 50% da tração de ruptura do cabo;
  - c. Para velocidade de vento máxima, a tração axial máxima deve ser limitada a 70% da tração de ruptura do cabo.
  
- Estado de Tracionamento Normal (EDS)
  - a. Para temperatura média, sem vento, o nível de tracionamento médio dos cabos deve seguir a Tabela 2, conforme previsto na **NBR 5422[1]**.
  
- Estado de Tracionamento de Referência
  - a. A distância mínima do cabo condutor ao solo, denominado como *clearance*, deve ser verificada sem considerar a pressão de vento atuante.

É importante lembrar que podem existir outros fatores que influenciem no tracionamento dos cabos além da temperatura e pressão de vento. Um exemplo deste fato é a ocorrência de neve que ocasiona a deposição de uma camada de gelo sobre os cabos, representando uma carga mecânica adicional. Para regiões de clima frio, ou mesmo aquelas propensas a ocorrências deste tipo (mesmo que não seja constante), este fator climático torna-se um parâmetro de projeto.

### 2.2.1.3. Cabos Para-raios

Entre os cabos para-raios mais empregados na construção de linhas aéreas, destacam-se os seguintes tipos: (a) de aço galvanizado, cujos fios encordoados são revestidos de zinco, que pode ser de alta resistência (HS) ou de extra alta resistência (EHS); (b) de fios encordoados de aço revestidos por uma capa de alumínio; (c) o cabo ACSR, constituído de alumínio nu com alma de aço e (d) o cabo OPGW, que incorpora fibras ópticas em sua formação.

O dimensionamento dos cabos para-raios, comumente chamados cabos-guarda, se dá de diferentes formas, a depender do trecho da linha que se analisa. Próximo aos pontos de conexão (subestações) o cabo escolhido deve ser mais robusto, com maior suportabilidade de corrente de curto-circuito e para o trecho restante da linha, quando a corrente permite, é possível escolher um cabo de menor custo direto e que cause menor esforço mecânico nas torres.

Por se tratar da proteção da linha, é feito um minucioso estudo de cabos para-raios e seus pontos de troca. Inicialmente, com base no valor de corrente total de curto-circuito previsto para as SEs de saída e de chegada da linha (valor indicado no edital da ANEEL), indica-se a bitola mínima para estes cabos. Com este dado, estabelece-se o tempo máximo de proteção de retaguarda (geralmente na ordem de 500 ms) e, a partir do *software* ATP, realizam-se simulações para avaliar a corrente em cada cabo para-raios, acompanhando seu decaimento ao longo da linha. São simuladas diversas situações de curto-circuito, como ocorrendo em cada fase, separadamente, de modo que, a situação de falta que apresente a maior corrente a ser escoada para o sistema de aterramento determinará a bitola do cabo para-raio a ser utilizado.

Ainda com base na simulação escolhida, são identificados os pontos de troca ou pontos de transição, que corresponde ao ponto em que o cabo para-raios escolhido pode ser substituído por outro de menor bitola. Este ponto é identificado através do nível de corrente ao longo do cabo, no trecho em que a corrente seja menor, não necessitando de tanta robustez do cabo em questão.

#### 2.2.1.4. Coordenação de Isolamento

##### 2.2.1.4.1. Estudos de coordenação

A coordenação de isolamento de uma linha de transmissão consiste na seleção de distâncias de isolamento adequadas às sobretensões esperadas para o sistema, levando-se em consideração a característica de possíveis equipamentos protetores. No entanto, seria muito caro construir uma linha que suportasse todas as sobretensões possíveis. Deste modo, a escolha dos isolamentos deve ser realizada de forma que se minimizem os custos e se obtenha uma determinada probabilidade de desligamento da linha para cada evento transitório, expressa como um risco de falha aceitável.

Para a coordenação de isolamento, realizam-se estudos com base nas premissas trazidas pelo edital da ANEEL para concessão da linha, quanto ao desempenho mediante descargas atmosféricas, isolamento a tensão máxima operativa e isolamento a manobra. Os critérios a serem seguidos, estão dispostos nos itens abaixo:

a. Isolamento à tensão máxima operativa

Para dimensionar o isolamento da linha de transmissão para tensão máxima operativa deve ser considerado o balanço da cadeia de isoladores sob ação de vento com determinado período de retorno, geralmente acima de 30 anos.

A distância de escoamento mínima da cadeia de isoladores deve ser determinada conforme a norma **IEC 60815[4]**, considerando o nível de poluição da região de implantação da LT. Caso o nível de poluição da região seja classificado como inferior ao nível I - leve - conforme mostra o Tabela 2.2 (correspondente a Tabela I, retirada da referida norma), a distância específica de escoamento deverá ser igual ou superior a 14 mm/kV eficaz fase-fase.

Deve ser garantida a distância de segurança entre qualquer condutor da linha e objetos situados na faixa de segurança, tanto para a condição sem vento quanto para a condição de balanço dos cabos e cadeias de isoladores devido à ação de vento com período de retorno de, no mínimo, 50 (cinquenta) anos. Na condição de balanço dos cabos e cadeias de isoladores devido à ação de vento, essa distância de segurança deve ser também garantida:

- ao longo de toda a LT, independentemente do comprimento do vão, mesmo que para tanto a largura da faixa de segurança seja variável ao longo da LT, em função do comprimento do vão; e
- para qualquer topologia de terreno na faixa de segurança, especificamente quando há perfil lateral inclinado.

**Tabela 2.2 – Tabela I extraída da IEC 60815**

Nível de poluição	Exemplos de ambientes típicos
<b>I – Leve</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Áreas sem indústrias e com baixa densidade de casas equipadas com aquecimento; Áreas com baixa densidade de indústrias ou casas, mas sujeitas a ventos frequentes; Áreas agrícolas<sup>1</sup>.</li> <li>- Áreas montanhosas; Todas essas áreas devem estar situadas, pelo menos, 10 a 20 km do mar e não devem ser expostas aos ventos do mar, diretamente<sup>2</sup>.</li> </ul>
<b>II – Médio</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Áreas com indústrias que não produzam fumaça particularmente poluentes e/ou com densidade média de casas equipadas com centrais de aquecimento; Áreas com alta densidade de casas e/ou indústrias, e sujeitas a ventos frequentes e/ou chuva; Áreas expostas ao vento marítimo, mas a vários quilômetros de distância<sup>2</sup>.</li> </ul>
<b>III – Forte</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Áreas com alta densidade de indústrias e subúrbios das grandes cidades com alta densidade de centrais de aquecimento; Áreas próximas ao mar ou, em qualquer caso, exposta a ventos marítimos relativamente fortes<sup>2</sup>.</li> </ul>
<b>IV – Muito Forte</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Áreas geralmente de grau moderado, sujeitas a poeiras condutoras e à fumaça industrial, produzindo especialmente grossos depósitos condutores; Áreas muito perto da costa e expostas a maresia ou a ventos marítimos muito fortes e poluentes; Áreas de deserto, caracterizadas por nenhuma chuva durante longos períodos, expostas a ventos fortes que transportam areia e sal, e submetidas à condensação normal.</li> </ul>

<sup>1</sup>A utilização de fertilizantes por pulverização, ou a queima de resíduos de colheita, pode conduzir a um maior nível de poluição devida à dispersão pelo vento. <sup>2</sup>Distâncias do litoral depende da topografia da zona costeira e das condições de vento extremas. Fonte: IEC 60815

b. Desempenho a descargas atmosféricas

Segundo o ONS [5], para o nível de 230 kV, o número total de desligamentos por descargas atmosféricas deve ser inferior ou, no máximo, igual a dois desligamentos por 100 km por ano. Sendo assim, as estruturas devem ser dimensionadas com pelo menos dois cabos para-raios, dispostos sobre os cabos condutores de forma que, para o terreno predominante na região, a probabilidade de desligamento de um circuito, causado por descargas diretas nos cabos condutores, seja inferior a 0,01 desligamentos por 100 km por ano.

c. Isolamento para manobras

O valor de sobretensão adotada para dimensionar os espaçamentos elétricos das estruturas deverá ser no mínimo, igual à maior das sobretensões indicadas nos estudos de transitórios eletromagnéticos, conforme regulamenta a ANEEL. Mediante a realização de tais estudos, para uma linha de 230 kV, a agência estipula que os riscos de falha (fase-terra e fase-fase) em manobras de energização e religamento devem ser limitados aos valores constantes da Tabela 2.3. Com base nesta, são calculadas as distâncias de isolamento necessárias às estruturas.

**Tabela 2.3 - Risco Máximo de Falha por Circuito, em Manobras de Energização e Religamento**

MANOBRA	Risco de falha (adimensional)	
	Fase-terra	Fase-fase
Energização	$10^{-3}$	$10^{-4}$
Religamento	$10^{-2}$	$10^{-3}$

Fonte: [www.aneel.com.br](http://www.aneel.com.br)

#### 2.2.1.4.2. Determinação do número de isoladores

O número de isoladores é definido para a tensão máxima operativa da linha de transmissão e posteriormente verificado quanto ao desempenho da LT para descargas atmosféricas. Nesta definição é importante atentar à tensão máxima operativa da linha em questão, os níveis de poluição na região do traçado e as características do isolador a ser utilizado. O mínimo de isoladores a serem utilizados pode ser determinado pela equação 2.3:

$$N_i = \frac{V_M \cdot k}{d_e} \quad (2.3)$$

Onde:  $N_i$  é o número de isoladores na cadeia (adimensional);

$V_M$  é o nível de tensão máxima operativa da linha, em kV;

$k$  é a relação distância de escoamento/ tensão recomendada pela norma (mm/kV); e

$d_e$  é a distância de escoamento de um isolador, em milímetros.

Caso esta relação resulte em um número não inteiro, este deve ser arredondado para cima e ainda acrescido de uma unidade, por precaução em caso de quebra de isolador.

#### 2.2.1.5. Estudos Eletromagnéticos

As linhas de transmissão de AT, EAT e UAT inserem sobre o ambiente e proximidades por onde elas passam campos elétricos e magnéticos, devido à tensão aplicada na linha e às correntes nos cabos. Torna-se, portanto, necessário calcular a intensidade destes campos e compatibilizá-los com as recomendações no sentido de reduzir os efeitos e incômodos sobre o meio ambiente e os seres vivos que circundam a região por onde as linhas passam. Sendo assim, realizam-se estudos de natureza elétrica e magnética, a fim de



realizarem-se as adequações necessárias. São necessários para os cálculos dos campos elétricos, magnéticos e de interferências alguns dados elétricos e de sistemas, geometria do arranjo, entre outros.

O edital da ANEEL apresentado no momento do leilão de concessão da linha define condições limites para os quais se deve proceder a análise, como tensão nominal, tensão máxima operativa e condição de carregamento máximo.

A seguir, é mostrada a metodologia aplicada em cada um deles.

#### 2.2.1.5.1. Campo elétrico crítico visual (Efeito Corona)

Efeito Corona é o fenômeno que ocorre quando o campo elétrico superficial dos cabos condutores chega a um limiar que proporciona a ruptura dielétrica do ar ao redor dos condutores, fazendo com que sua característica de isolante mude para condutor através de ionização. Quando esta ruptura ocorre começam a aparecer pequenas descargas ao redor do condutor, semelhante a uma coroa, originando seu nome “corona”, que significa coroa (BEZERRA, 2010). O valor de campo que leva a ocorrência do efeito corona é chamado campo elétrico crítico.

Para seu cálculo, utiliza-se a fórmula empírica de Peek[6], em que  $m$  - chamado fator de superfície – é responsável por representar o afastamento do condutor real com relação a um condutor idealmente cilíndrico. Idealmente seu valor seria 1, caso o condutor fosse perfeitamente cilíndrico, polido e seco, mas, usualmente, costuma-se adotar este fator de superfície entre 0,75 e 0,85 tentando representar a condição mais real possível para o condutor, tratando-se de valores representativos (médios) para as condições aos quais os cabos estão expostos na maioria dos projetos feitos[7]. A determinação dos valores de fator de superfície estipulados por Peek encontram-se dispostos na Tabela 2.4. A equação 2.4 apresenta a fórmula de Peek e os parâmetros envolvidos.

$$E_o = 30. m. \delta. \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{r. \delta}}\right) \quad \left[\frac{kV}{cm}\right] \quad (2.4)$$

Onde:  $E_o$  é o valor do gradiente de início de corona, em kV/cm;  
 $m$  é o fator de superfície;  
 $\delta$  é a densidade relativa do ar;  
 $r$  é o raio do condutor, em centímetros.

**Tabela 2.4 – Fatores de Superfície, Segundo Peek.**

Condições superficiais dos condutores		Fator de superfície ( $m$ )
1	Condutores cilíndricos, polidos e secos	1,00
2	Cabos novo, secos, limpos e sem abrasão	0,92
3	Cabos de cobre expostos ao tempo e atmosfera limpa	0,82
4	Cabos de cobre expostos ao tempo e atmosfera agressiva	0,72
5	Cabos de alumínio novos, limpos e secos, com condições de superfícies decorrentes do grau de cuidado com que foram estendidos nas linhas	0,53 a 0,73
6	Cabos molhados, novos ou usados	0,16 a 0,25

Trabalhando-se com a tensão máxima operativa, é possível chegar ao maior valor de campo elétrico gerado ( $E$ ), maximizando os efeitos esperados. A linha de transmissão, com seus cabos e acessórios, bem como as ferragens das cadeias de isoladores, não deve apresentar corona visual em 90% do tempo para as condições atmosféricas predominantes na região atravessada pela linha de transmissão, ou seja, quando a relação  $E/E_o < 0,9$ .

As características geométricas como distâncias entre cabos, raios dos condutores ou feixes de condutores podem influenciar também na probabilidade de ocorrência dos três mecanismos de ruptura por descarga em linhas de transmissão. Além de definirem os parâmetros elétricos da linha (resistência, capacitância, indutância e suas respectivas reatâncias próprias e mútuas e as suas componentes de sequência), a geometria dos condutores define as suportabilidades mínimas entre os condutores e os valores críticos de campo elétrico para surgimento de efeito corona associado à sobretensão causada pelas correntes das descargas.

#### 2.2.1.5.2. Campo elétrico no solo

Para o cálculo dos demais efeitos de campos eletromagnéticos, inclusive para o campo elétrico ( $E$ ) utilizado no item anterior, utiliza-se *software* para simulação da condição desejada. São inseridos todos os dados da linha no ATP, a exemplo de geometria, comprimento, número de condutores por fase, parâmetros elétricos, dentre outros, e é calculado o campo elétrico em diversos pontos para que sejam analisados os efeitos limitantes.

Os resultados obtidos devem ser comparados com os critérios a serem atendidos, que são aqueles constantes na **Resolução Normativa 398 da ANEEL**, de 23 de março de 2010: campo elétrico a um metro e meio do solo, no limite da faixa de servidão (público em geral), inferior ou igual a 4,16 kV/m e no interior da faixa o mesmo não deverá ser maior que 8,33 kV/m (população ocupacional).

#### 2.2.1.5.3. Campo magnético no solo

O procedimento a ser seguido é análogo ao cálculo de campo elétrico. Com auxílio de *software* específico, é calculada a indução magnética a uma distância de 1,5 m do solo no meio do vão, para a maior corrente de curta duração, sendo geradas curvas de campo vertical, horizontal e longitudinal.

Os critérios a serem seguidos encontram-se no mesmo normativo da ANEEL (citado na seção anterior) que são campo magnético a um metro e meio do solo, no limite da faixa de servidão, inferior ou igual a 83,3  $\mu$ T (público em geral) e no interior da faixa o mesmo não deverá ser maior que 416,67  $\mu$ T (população ocupacional).

#### 2.2.1.5.4. Ruído audível (RA)

Ruído audível é a perturbação de frequências de funcionamento abaixo de 20 kHz, limite da capacidade de percepção do ouvido humano. Sua abordagem neste trabalho é no sentido de poluição acústica causada pelo ruído característico provocado pelo efeito Corona. Estes também ocorrem em outros componentes das linhas, tais como ferragens e isoladores, porém a intensidade dos ruídos gerados é bastante inferior à dos gerados pelos condutores.

De maneira geral, este ruído é influenciado pela tensão de operação da linha (crescendo significativamente conforme for o nível desta), pelo diâmetro dos condutores, configuração do feixe de condutores e sua condição superficial (impurezas, danos), intensidade do vento e condições atmosféricas. No geral, o estudo de RA feito é com base nas condições mais críticas que podem ser apresentadas à linha: durante chuva fina contínua e após 15 min de chuva mais intensa.

Utilizando-se de *softwares* auxiliares, a exemplo do SESEnviroPlus, estas condições podem ser simuladas, de modo a obter-se o valor máximo de ruído audível que deve ser menor que o valor de referência estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica, de 58 dB[8].

#### 2.2.1.5.5. Rádio interferência (RI)

A rádio interferência é a degradação da recepção de um sinal desejado causada por perturbações de radiofrequência (LEÃO, 2008). A interferência na recepção de sinais de rádio pode ser comprometida diante da ocorrência deste fenômeno que pode ser gerado por LTs, ocorrendo em função do efeito Corona, quando há isoladores defeituosos ou folgas nos contatos, deixando espaço para pequenas descargas elétricas que variam de acordo com as condições atmosféricas.

Na ocorrência de Corona, são provocados pulsos de tensão e corrente de curta duração que se propagam ao longo das linhas, resultando em campos eletromagnéticos em suas imediações. Essas descargas ocorrem durante ambos os semiciclos da tensão aplicada, porém aquelas que ocorrem durante os semiciclos positivos irradiam ruídos capazes de interferir na rádio recepção nas faixas de frequência das transmissões em amplitude modulada (AM), em particular nas faixas das ondas médias. Eflúvios de corona também ocorrem em outros componentes das linhas, tais como ferragens e isoladores, porém a intensidade dos ruídos gerados é bastante inferior aos gerados pelos condutores. Ferragens defeituosas, pinos e contrapinos mal ajustados ou soltos podem igualmente gerar pulsos eletromagnéticos. Estes, no entanto, ocorrem nas faixas das frequências de "FM" e "Televisão", provocando interferência ou ruídos na recepção destes sinais.

A metodologia utilizada para cálculo do perfil de rádio interferência é similar aos procedimentos anteriores. Mais uma vez, fazendo uso de ferramentas computacionais de simulação, são representadas as situações propícias a ocorrência deste fenômeno, adotando o valor da máxima tensão operativa, e observado o comportamento da curva gerada, especificamente o ponto de limite da faixa de segurança. Neste ponto, de acordo com as premissas pré-estabelecidas, a relação sinal/ruído deve apresentar resposta em frequência, no mínimo, igual a 24 dB, para 50% do período de um ano[8]. O sinal de referência utilizado deve ser o mínimo de sinal da região atravessada pela linha de transmissão, conforme regulamenta a ANATEL.

#### 2.2.1.6. Largura de Faixa

A faixa de passagem e as distâncias de segurança são determinadas para atender as seguintes condições:

- a. Manter distância mínima para evitar descarga à tensão máxima operativa entre os condutores das fases externas e o limite da faixa, sob condição de flecha (distância vertical entre uma reta que liga os dois pontos de fixação do cabo, ou seja, a corda, e linha reta tangente à curva) e balanço máximos, conforme indicado no item 12 da **NBR 5422:1985[1]**.
- b. Atender aos critérios de Rádio Interferência (RI), Ruído Audível (RA) e de Campos Elétricos (CE) e Magnéticos (CM) recomendados no edital da ANEEL para a linha de transmissão em questão.
- c. Atender às distâncias mínimas estabelecidas no item 10 da **NBR 5422:1985[1]** e demais normas pertinentes citadas neste documento.

Inicia-se o cálculo da largura da faixa de segurança a partir da fórmula:

$$D_1 = (b + d + D) \quad (2.5)$$

Onde:  $D_1$  é a distância, em metros, do eixo da LT ao limite de faixa de segurança;

$b$  é a distância horizontal do eixo da estrutura ao ponto de fixação do condutor mais afastado do eixo da estrutura, em metros;

$d = (f_{\text{cond}} + \text{compI}) * \text{sen } \beta$ , dado em metros, correspondente à soma das projeções horizontais da flecha do condutor ( $f_{\text{cond}}$ ) e do comprimento da cadeia de isoladores ( $\text{compI}$ ), após seu deslocamento angular  $\beta$  devido à ação do vento; e

$$D = D_U / 150, \text{ e } D_U \text{ é numericamente igual ao nível de tensão da LT.}$$

As distâncias presentes na equação 2.5, podem ser vistas na Figura 2.4, que apresenta a silhueta da torre S21d, estrutura de suspensão para circuito duplo.

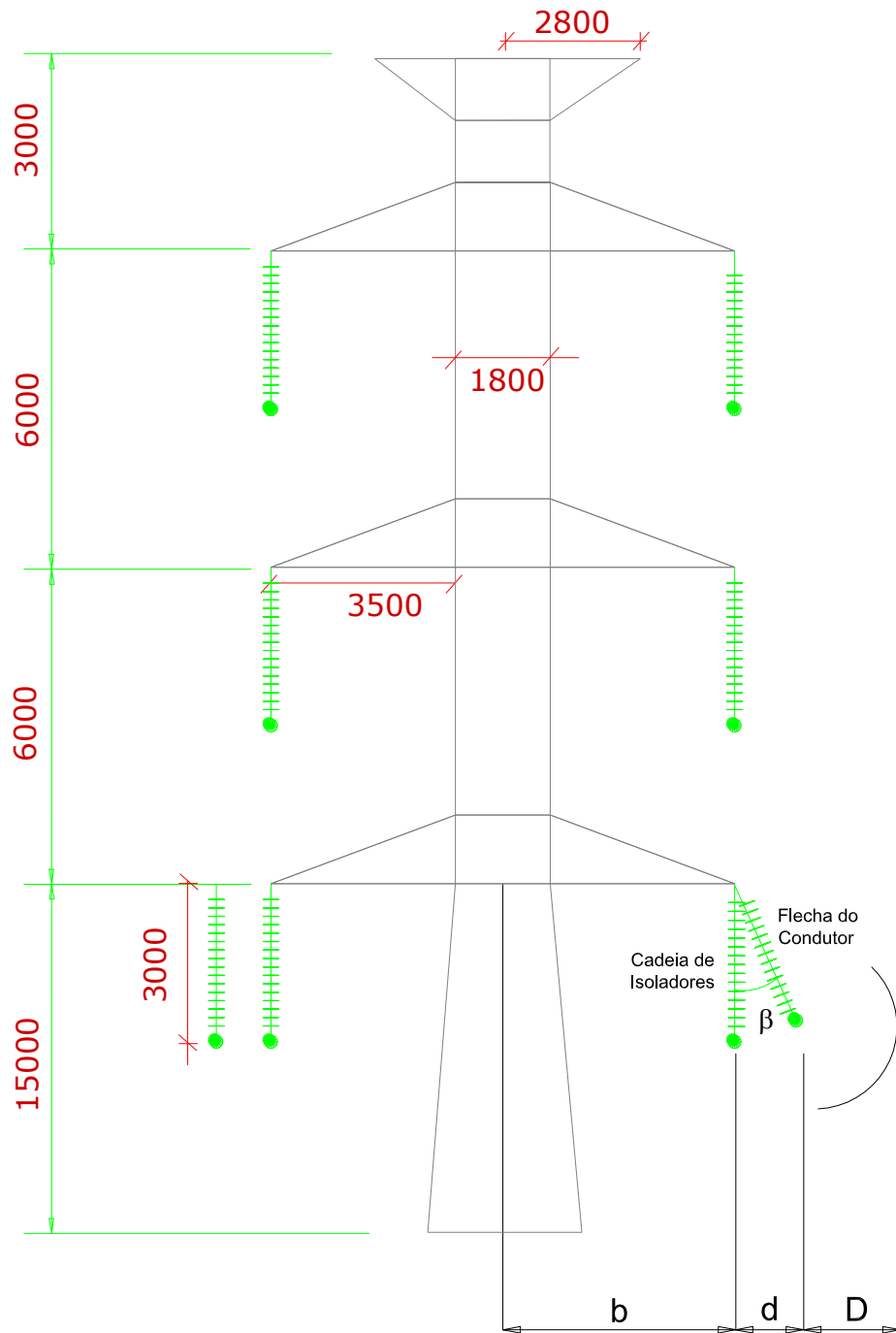


Figura 2.4 – Silhueta da torre S21D.

No entanto, é preciso chegar ao valor de  $\beta$  antes de fazer uso da equação 2.5, que pode ser encontrado utilizando-se a equação 2.6:

$$\beta = \text{tg}^{-1} \left( k' \cdot \frac{q_0 \cdot d_c}{p \cdot (V/H)} \right) \quad (2.6)$$

Onde:  $\beta$  é o ângulo de balanço da cadeia, em graus;

$k'$  é uma constante relacionada a velocidade de vento de projeto que deve ser consultada na Figura 7 da NBR 5422[1];

$q_0$  é pressão dinâmica de referência;

$d_c$  é o diâmetro do condutor;

$p$  é o peso unitário do condutor;

$V$  é o vão de peso; e

$H$  é o vão de vento.

Calculados os valores de  $\beta$  e de  $D_1$ , é possível chegar a um valor sugerido, a largura da faixa de segurança, multiplicando o valor de  $D_1$  por dois.

Este valor deve ser comparado às indicações de valores de faixa calculados com base nos estudos eletromagnéticos: Campo Elétrico (CE), Campo Magnético (CM), Rádio Interferência (RI) e Ruído Audível (RA). Aquele que representar o maior fator limitante governará a escolha da largura da faixa, de modo a assegurar os critérios estabelecidos.

#### 2.2.1.7. Distâncias Mínimas de Segurança

As distâncias mínimas de segurança para utilização na plotação das estruturas são calculadas pelas fórmulas indicadas na NBR 5422, através do item 10.3.2. Neste item são calculadas as distâncias para o método alternativo, e seus valores incluem matas ciliares e de preservação permanente, onde o valor de "a1", distância básica (um dos termos da soma resultante) é extraído da Tabela 5 da referida norma. No caso de Rodovias federais e estaduais estes valores são retirados da norma do DNIT.

#### 2.2.1.8. Estruturas

As estruturas presentes em uma mesma linha podem ser de diferentes tipos, não apenas em seus aspectos funcionais, mas também aspectos estruturais. Podem ser classificadas sob algumas características conforme é mostrado a seguir.

a) Classificação quanto ao sistema estrutural:

- **Estruturas autoportantes:** são caracterizadas pela sustentação própria, não havendo a necessidade de utilizarem-se recursos adicionais para garantir o seu equilíbrio. Este tipo de estrutura pode ser vista na Figura 2.5. (a).

- **Estruturas estaiadas:** necessitam de estais (cabos tracionados com uma de suas extremidades fixada no corpo da torre e a outra fixada no solo) para garantir a estabilidade da estrutura, conforme mostra a Figura 2.5. (b).

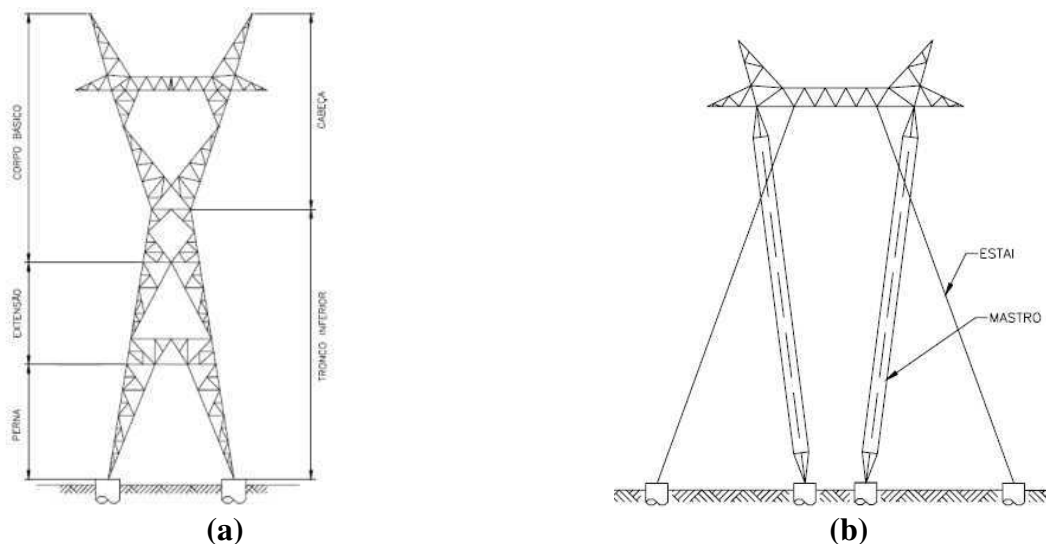


Figura 2.5 - Silhuetas de estrutura (a) metálica autoportante; (b) metálica estaiada.

b) Classificação quanto à função na linha:

- **Terminais ou fim de linha:** geralmente autoportantes (mais robustas), encontram-se nas extremidades da linha. Projetada para suportar toda a tração do último vão, apresentam capacidade nominal elevada, pois os esforços atuantes são desequilibrados, e a estrutura é colocada na bissetriz do ângulo formado no fim de linha, o que provoca o desequilíbrio das forças atuantes.

- **Torres de suspensão:** localizadas em trechos retos ou com pequenos ângulos (>5 graus), podendo ser autoportantes ou estaiadas. Seus cabos ficam pendurados nas cadeias de isoladores, sendo estes móveis.

- **Torres em ângulo (ou ancoragem):** nestas estruturas ocorre mudança de direção do traçado da linha e, normalmente, são autoportantes.

Conforme mostra a Figura 2.5 (a), pode-se ver que a estrutura de uma torre, basicamente, divide-se em cabeça e tronco inferior, existindo também a divisão entre corpo básico (cabeça e parte do tronco inferior, esta parte é comum às torres da mesma funcionalidade), extensão e pés.



Definidas as alturas, dimensões e cargas da linha em questão, estes dados são passados ao fornecedor de estruturas que gerará projetos específicos de cada torre, para, posteriormente, passar pela aprovação do cliente antes do início da fabricação. Estes fornecedores contam com programas computacionais de alto desempenho, apresentando boa padronização de cálculos, produção e desenhos.

Geralmente, o cálculo estrutural de cada torre é feito pelo método de treliças espaciais, com uso dos programas de computador, específicos para esse fim. Além disso, o projeto das estruturas deve seguir as normas específicas, a exemplo da **NBR 6123:1988[9]**, intitulada “*Forças devidas ao vento em edificações*”.

No entanto, a maioria das transmissoras já possui um padrão estrutural a ser utilizado. A CHESF, por exemplo, adota em seus projetos as famílias de torres já consolidadas dentre os projetos executados ao longo dos anos, contando com catálogos de silhuetas de torres projetadas de acordo com seu nível de tensão e para as mais diversas funções. São separadas por séries, de acordo com sua função - de ancoragem, suspensão, transposição, fim de linha, torres em V, dentre outras. Apresentam-se na forma de códigos que identificam sua funcionalidade, por exemplo:

**AF2d – Ancoragem (A), fim de linha (F), ancoragem pesada (2) e circuito duplo (d)**

A simbologia destes códigos pode ser vista na Tabela 2.3, logo a seguir:

**Tabela 2.3 – Simbologia utilizada nos códigos das séries de torres da CHESF.**

Ancoragem	A	Transposição	T
Suspensão	S	Torre em V	V
Leve	1	Circuito Duplo	d
Pesada	2	Circuito Simples	s
Fim de Linha	F	Cabo Geminado	G

**Fonte: Arquivos CHESF**

Alguns critérios são utilizados na definição da série de estruturas a ser utilizada na LT, compreendendo a geometria das cabeças das torres e suas alturas, decorrentes das combinações de seus componentes (partes comuns, extensões e pés).

A nomenclatura destas famílias segue um padrão de siglas para um melhor reconhecimento das famílias.

### 2.2.1.9. Sistema de Aterramento

Existem critérios técnicos para projeto e instalação de sistemas de aterramento de linhas de transmissão, os quais deverão operar sobre condições atmosféricas adversas e manter os níveis de potencial de toque e passo dentro de limites aceitáveis pelo ser humano.

Dependendo da situação da linha de transmissão, tipo e localização das estruturas, sistemas específicos de aterramentos deverão ser projetados, dentro dos critérios estabelecidos pela NBR 5422:1985[1]. Além desta, existem outros normativos que regem o projeto de aterramento de linhas, como NBR 7117:1981[10] – *Medição da resistividade do solo pelo método dos quatro pontos (Wenner)*; e a NBR 6533:1981[11] – *Estabelecimento de segurança aos efeitos da corrente elétrica percorrendo o corpo humano*.

#### 2.2.1.9.1. Premissas e parâmetros para dimensionamento

O projeto do sistema de aterramento de uma linha de transmissão deve obedecer às seguintes premissas:

- Permitir o desempenho elétrico satisfatório da linha de transmissão, escoando adequadamente as correntes das descargas atmosféricas;
- Em locais de constante circulação de pessoas, o sistema deve garantir a segurança destas nas proximidades das estruturas, relativas às tensões de passo e de toque provenientes de eventuais curtos-circuitos nas linhas de transmissão;
- Escoamento adequado das correntes do sistema elétrico causadas por induções e/ou curtos-circuitos;
- Suportar, sem danos, o aquecimento devido à passagem de correntes de curto-circuito fase-terra;
- Suportar ataque corrosivo do solo e solicitações mecânicas;
- Evitar danos a equipamentos e instalações.

Os principais parâmetros para o dimensionamento do sistema de aterramento são os parâmetros do solo, o valor da corrente de curto circuito que desce pelo suporte e a duração do defeito (tempo de atuação da proteção mais o tempo de atuação dos disjuntores). Estes devem ser considerados durante o projeto em questão.

Para uma maior durabilidade e confiabilidade das hastes e dos condutores de aterramento, que estão em contato direto com o solo, estes devem ser especificados

considerando a resistência à corrosão (corrosão química, ataque biológico, oxidação, formação de par galvânico, eletrólise, etc). Estas devem ser mecanicamente resistentes para seu manuseio, instalação e operação.

### 2.2.1.9.2. Seções Mínimas dos Condutores de aterramento e Conexões

Devido a aspectos mecânicos e elétricos, segundo as normas citadas, as seções mínimas dos cabos de aterramento devem seguir os valores estabelecidos na Tabela 2.4:

**Tabela 2.4 - Seções Mínimas dos Condutores de Aterramento.**

Cabo de Aço-Cobre	4AWG - 21,15 mm <sup>2</sup>
Cabo de Aço Galvanizado	4BWG - 28,75 mm <sup>2</sup>

**Fonte:**

O cálculo da seção transversal mínima do condutor de aterramento pode ser feito através da equação 3.7. Este dependerá da intensidade de corrente no condutor e do tempo de duração do curto-circuito.

$$A = \frac{I}{K} \sqrt{\frac{t_f}{\ln \frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}}} \quad [mm^2] \quad (2.7)$$

Onde: A é a seção transversal do condutor de aterramento (mm);

I é a corrente de curto circuito no condutor de aterramento (A);

K é a constante a ser utilizada de acordo com o material do condutor de aterramento, conforme Tabela 2.5;

t<sub>f</sub> é o tempo de circulação da corrente no condutor de aterramento (s);

θ<sub>f</sub> é a temperatura final do condutor de aterramento (°C);

θ<sub>i</sub> é a temperatura inicial do condutor de aterramento (°C);

β é a constante a ser utilizada de acordo com o material do condutor de aterramento, conforme Tabela 2.5.

**Tabela 2.5 - Constantes para os Materiais.**

Material	β, em °C	K, em (As <sup>1/2</sup> )/mm <sup>2</sup>
Cobre	234,5	226
Alumínio	228,0	148
Aço	202,0	78

**Fonte:**

São consideradas partes do sistema de aterramento: hastes encapsuladas (hastes envolvidos por concreto), fundações tipo grelha, tubulão ou similares e qualquer cabo metálico conectado à estrutura.

O projeto detalhado de um sistema de aterramento é algo complexo e extenso para ser incorporado neste estudo. Desta forma, para maiores detalhes acerca do assunto o leitor deve consultar literaturas específicas.

#### 2.2.1.10. Sistema de Amortecimento

Um dos fatores que limita mecanicamente o uso de cabos é o fenômeno da fadiga de seus fios componentes sob o efeito das vibrações induzidas pelo vento nos mesmos, o que pode levar a ruptura junto aos seus pontos de suspensão. É possível reduzir-se substancialmente o perigo de ocorrência deste fato empregando dispositivos capazes de dissipar a energia envolvida.

Existem duas maneiras de se controlar a vibração dos cabos: reduzir a tração a fim de aumentar o auto-amortecimento e a instalação de amortecedores. A primeira solução tem a sua limitação no aspecto econômico, pois, a redução da tração gera aumento na flecha dos cabos e conseqüentemente o aumento na altura das estruturas, assim sendo, a segunda alternativa que se apresenta como a melhor solução de engenharia.

##### 2.2.1.10.1. Escolha dos amortecedores

O sistema amortecedor deve ser adequado para manter os níveis de vibração especificados, não somente na saída dos grampos de suspensão/ancoragem (ferragens que predem os cabos condutores), como também em qualquer outro ponto do vão onde estão afixados os amortecedores e as sinalizações.

A fixação dos componentes dos amortecedores ao cabo deve ter uma área de contato suficientemente grande, de modo a apertar os fios de alumínio sem danificá-los. Além disso, os componentes não deverão torcer ou causar desgastes no cabo, em consequência de sua fixação nos mesmos.

A fixação ao cabo deverá ser projetada de modo a manter os componentes em sua posição, sob as mais severas condições de vibração, durante toda a sua vida útil e levando em consideração a deformação plástica do cabo, ciclo térmico, envelhecimento, etc. Os

amortecedores do condutor devem ser projetados de modo a permitir sua instalação e remoção utilizando ferramentas de manutenção em linha viva.

As amplitudes de flexão medidas sobre os cabos para-raios e condutores, devem estar de acordo com a metodologia apresentada no trabalho “*Standardization of conductor vibration measurements*” IEEE Transactions PAS-85, Nº 1, de 1966, que determina que as amplitudes de flexão devam ser medidas a 89 mm do último ponto de contato do grampo de suspensão.

### 2.2.2. Projeto Executivo

Segundo o Art. 6º, Inciso X, da lei brasileira 8.666 de 21 de junho de 1993, o projeto executivo é o conjunto dos elementos necessários e suficientes à execução completa da obra, de acordo com as normas pertinentes da ABNT. Em se tratando de projetos de linhas de transmissão, estes a muito deixaram de ser realizados manualmente para cada vez mais se apoiarem nos complexos recursos computacionais, logo, diversos *softwares* estão envolvidos no desenvolvimento de cada etapa do projeto.

Esta seção irá a apresentar as atividades que compõem o projeto executivo, bem como os documentos gerados ao longo destas. Para dar início a esta etapa de projeto é necessário que seja realizado o levantamento topográfico da região onde será implantada a linha, a fim de obter-se o perfil e a planta do terreno. São levantados o eixo central do traçado e os eixos laterais (laterais esquerdos e direito) da linha, estes últimos são necessários durante o cálculo de balanço de cabos e cadeias. De posse deste levantamento planialtimétrico (perfis e plantas), iniciam-se as etapas subsequentes conforme mostrado a seguir.

#### 2.2.2.1. Plotação Preliminar

Com o levantamento topográfico em mãos, inicia-se a plotação preliminar. Trata-se da locação das torres no terreno considerando os cálculos mecânicos realizados para determinação do vão de vento e vão de peso máximo. Esta plotação é feita com auxílio de um software específico que plota as estruturas no perfil topográfico, efetuando uma distribuição com otimização técnica e econômica, absoluta ou relativa - o PLS-CADD - que requisita do projetista que sejam inseridos alguns dados da linha como parâmetros meteorológicos (de vento, gelo, temperatura e fatores de segurança que deseja usar), carregamento de torres, controle do balanço dos isoladores, verificação de tensão no condutor, informações de

materiais como o tipo e preço (que serão utilizados para a fabricação das estruturas), dentre outros. Com estes dados inseridos na ferramenta, esta irá verificar as coisas à sua maneira para, posteriormente, suas decisões serem analisadas pelo autor do projeto.

O PLS-CADD permite que se use o mouse para adicionar, excluir, editar ou mover uma estrutura. No modo automático o programa vê estruturas para que você obtenha o mais baixo custo possível para suas limitações de projeto. Oferece flexibilidade na mudança de tensões, condutores e alterações de carga, podendo-se ver os resultados dessas mudanças sobre o uso de estrutura rapidamente. Fornece relatório de acompanhamentos, onde constam informações detalhadas para uma melhor análise do projetista.

Fazem parte da documentação gerada nesta fase: Perfis e Plantas com Plotação, Tabela de Locação e Lista de Materiais Preliminar. A seguir, é mostrada a composição e necessidade de cada documento citado, ilustrações dos mesmos poderão ser vistos no estudo de caso apresentado no capítulo 3.

#### 2.2.2.1.1. Perfil e planta com plotação

Para confecção deste documento, realiza-se a plotação automática da linha no PLS-CADD, em seguida, caso seja identificada pela equipe de projeto a necessidade de alterações (visto que algumas soluções da ferramenta podem vir a ser inviáveis, a depender do cenário em que se encontra o projeto), estas são feitas pontualmente de forma manual. Ao fim desta atividade, o PLS-CADD gera a chamada “tira de plotação”, que se trata de um arquivo .dwg (editável em AutoCAD) com toda a extensão da linha plotada sobre o perfil planialtimétrico. Esta deve ser “cortada” de 3 em 3 km, com uma repetição de 0,3 km em cada folha, colocada em um carimbo de folha A1 e editadas com informações levantadas para serem levadas a campo.

Estas informações são acerca dos marcos de referência, que podem ser tanto de alinhamento quanto de vértice (marcos de alinhamento são colocados ao longo dos trechos retilíneos da linha e os de vértices nos pontos de ângulo da linha), as deflexões sofridas pela linha, vão de frente, que é o comprimento do vão avante às estruturas e pontos críticos, que são pontos que requerem atenção por representarem maior risco de infração das distâncias mínimas de segurança.

### 2.2.2.1.2. Tabela de locação

Realizada a plotação, inicia-se a confecção da tabela de locação. Documento com o resumo dos dados de projeto da linha que é levado a campo para conferência, conforme será mostrado da subseção 2.2.2.1.3. Nesta tabela devem constar os seguintes dados:

#### **a. Da estrutura:**

- Número: código de identificação de cada estrutura indicado pelo número do quilometro e pelo número da torre neste quilômetro. Por exemplo, o número 10/2 significa que esta é a 2ª estrutura alocada no quilômetro 10 da linha;
- Tipo: código de identificação da família da estrutura. Indica sua funcionalidade por meio de siglas. Por exemplo: A21s, torre de ancoragem (A), para nível de tensão de 230 kV (2), ancoragem mais leve (1), circuito simples (s) – Torre de exemplo padrão CHESF.
- Altura útil: altura do solo relativa à amarração mais baixa dos cabos condutores, dada em metros;
- Composição: combinação de extensão e pés escolhida de acordo com a altura da estrutura. Para a mesma altura existem alguns valores de extensão e pés, no entanto, preferencialmente, busca-se a menor extensão possível (em alguns casos podendo ser zero) e compensa-se o restante com a escolha do pé adequado. Para esta escolha, são consultadas tabelas do fabricante da estrutura (ANEXO I). Por exemplo, para a estrutura AF2d de altura útil 13,7 m, a composição deve ser 0,0 + 1,5, ou seja, sem extensão e com pés de 1,5 m, seu corpo básico (comum a todas estruturas deste tipo) é de 12,2 m.
- Cota: altitude medida, em metros, a partir da origem topográfica (ponto tomado na topografia como altitude zero) em que está plotada a estrutura em questão;
- Progressiva: distância horizontal da estrutura, em metros, medida progressivamente a partir da origem topográfica.

#### **b. Do marco de referência:**

- Número: código de identificação do marco mais próximo à estrutura, de vértice ou de alinhamento. Por exemplo: MA21 – marco de alinhamento nº 21; MV03 – marco de vértice nº 03;
- Distância da estrutura: distância entre a estrutura e seu marco de referência, em metros, obtida pela subtração da progressiva do marco da progressiva da estrutura ( $P_{\text{marco}} - P_{\text{estrutura}}$ ).

#### **c. Do vão de frente:**

- Extensão: comprimento do vão, dado em metros, adiante à estrutura;

- Desnível: diferença de cotas, dada em metros, entre a estrutura em questão e a próxima, que suportam o vão de frente.
  - d. **De deflexão:** ângulo de mudança da direção da linha, expresso em grau, minuto e segundo.
  - e. **Do ponto crítico no vão de frente:**
    - Progressiva: distância horizontal do ponto crítico, em metros, medida progressivamente a partir da origem topográfica;
    - Distância da estrutura: distância entre a estrutura e seu ponto crítico, em metros, obtida pela subtração da progressiva do ponto crítico e a progressiva da estrutura ( $P_{PC} - P_{estrutura}$ );
    - Cota: altitude do ponto crítico medida, em metros, a partir da origem topográfica.

### 2.2.2.1.3. Locação em Campo e Conferência Topográfica

Após a plotação preliminar, uma equipe é direcionada ao campo para realizar a materialização do que foi projetado até então. Trata-se da implantação de piquetes de cimentos que são colocados nas coordenadas que representam o centro das estruturas que serão locadas. Para tal, são levados ao campo e consultados a Tabela de Locação e o Perfil e Planta com Plotação.

Paralelamente à locação de piquetes, é realizada a conferência topográfica, onde são conferidos os dados de plotação presentes na tabela de locação. Esta atividade é de extrema importância para a confiabilidade do projeto, pois advinda dela pode se ter necessidade de alterações de projeto devido a obstáculos e/ou dificuldades construtivas (como logística ou fundações, por exemplo) antes não identificadas.

### 2.2.2.2. Plotação Definitiva

Com as informações da locação/conferência, é realizada a plotação definitiva, que contempla as alterações realizadas e divergências entre os dados apresentados na tabela e os dados mensurados em campo. A documentação que compõe esta fase é composta pelo Perfil e Planta com Plotação Definitiva, Lista de Construção e Lista de Materiais definitiva.

### 2.2.2.3. Memoriais de Travessias



Para finalização do projeto executivo, são necessárias as elaborações dos projetos de travessias e sinalizações da linha. A depender do tipo de travessia (cruzamento da linha projetada com outros empreendimentos como outras LTs ou LDs, gasodutos, oleodutos, estradas, rodovias, etc.) esta deve gerar um relatório tratando separadamente cada uma delas.

Em algumas situações, a travessia necessita de estudos específicos de interferência, a exemplo de gasodutos e oleodutos. Nestes são estudados as possíveis influências elétricas e magnéticas que pode haver de um empreendimento com relação ao outro, no entanto, neste trabalho estes estudos não serão contemplados, visto a esporadicidade da sua ocorrência.

Em um memorial de travessia, constam informações gerais do projeto, especificações de cabos condutores e para-raios, tipos de estruturas a serem utilizadas (especialmente no trecho da travessia), as alturas de segurança, principalmente com relação ao obstáculo atravessado e os desenhos da travessia.

Nestes desenhos, consta o desenho de vão no qual ocorre a travessia, os condutores e os para-raios, os sinalizadores dispostos conforme orienta a norma **NBR 6535:2005**, intitulada “*Sinalização de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica com vistas à segurança da inspeção aérea*”, acompanhado de um esquema de sinalização com vista superior da linha, o desenhos das silhuetas das torres utilizadas neste vão, com todas as suas dimensões e distâncias de segurança, as características mecânicas dos materiais e os desenhos das ferragens a serem utilizadas. Quando necessário, acrescentam-se os estudos necessários mencionados anteriormente.

Os desenhos de travessias e seus memoriais, bem como os demais documentos gerados ao longo do projeto serão ilustrados e/ou apresentados no capítulo a seguir, que trará um estudo de caso.

## Capítulo 3

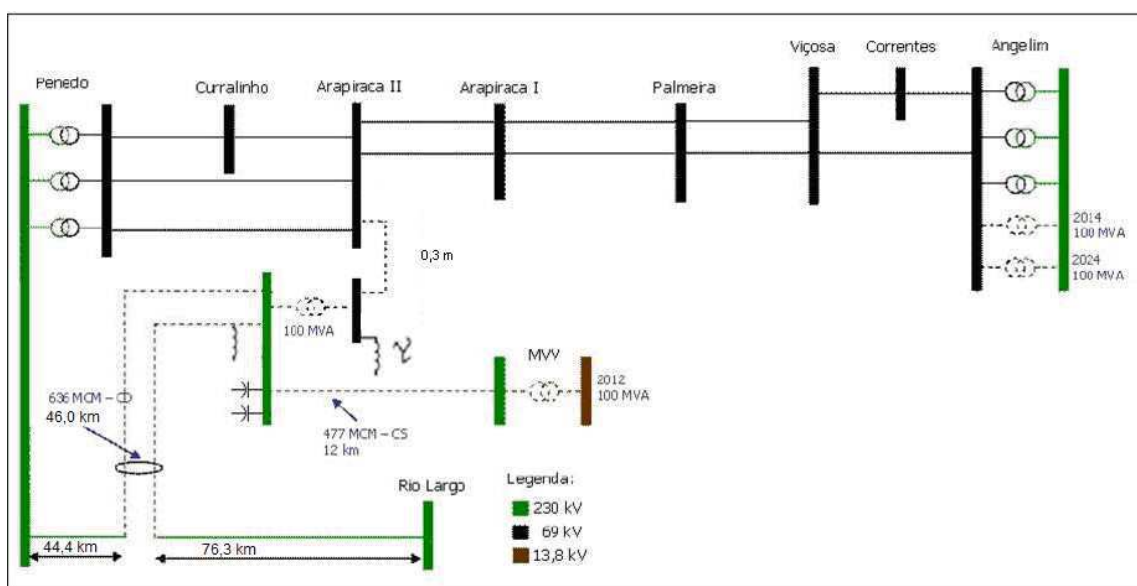
### Projeto de uma Linha de Transmissão de 230 kV

Este capítulo ilustra os procedimentos citados no capítulo 2 através da apresentação do projeto de seccionamento da linha de transmissão de 230 kV Rio Largo II – Penedo para a subestação Arapiraca III, situada no estado de Alagoas.

Com base no ANEXO 6G - Lote G, do Edital de Leilão nº 001/2010 da ANEEL, que abriu a concorrência pelo projeto e construção do seccionamento mencionado, os vencedores do leilão, o consórcio Arapiraca, composto pelas empresas Multiempreendimentos Engenharia Consultiva LTDA, INCOMISA – Indústria Construções e Montagens Ingelec S.A. e a Procable Energia e Telecomunicações LTDA, iniciou os trabalhos de projeto básico e executivo conforme será mostrado. Apresentar-se-á o passo-a-passo do projeto e exibidos alguns documentos gerados ao longo de seu desenvolvimento.

#### 3.1. Projeto Básico

O Projeto Básico foi elaborado utilizando a Diretriz do Traçado, fornecida pela ANEEL, seccionada a LT Rio Largo II / Penedo, as novas LTs terão os seguintes comprimentos, conforme apresenta a figura 3.1:



**Figura 3.1 - Diagrama Esquemático Simplificado do Sistema de Transmissão incluindo a implantação da SE Arapiraca III e o seccionamento da LT 230kV Rio Largo II – Penedo. Fonte: Arquivos CHESF.**

- LT Rio Largo II / Arapiraca III: 122,3 km;
- LT Arapiraca III / Penedo: 90,4 km.

### 3.1.1. Parâmetros Meteorológicos

Os dados utilizados para subsidiar os cálculos e conclusões apresentadas foram os do **Relatório Técnico 851/82 – Mapeamento de Isótagas do Brasil**, elaborado pelo CEPTEL, sob o patrocínio da ELETROBRAS, dos quais os mapas de velocidades da **NBR-5422** foram obtidos, e ainda, mapas climatológicos do INMET. Os seguintes valores de parâmetros meteorológicos foram recomendados neste estudo:

- Altitude média 265 m
- Temperatura média 26°C
- Temperatura máxima média 30°C
- Média da temperatura mínima diária (temperatura coincidente) 20°C
- Temperatura mínima 15°C

#### 3.1.1.1. Determinação das Velocidades de Vento

As velocidades de vento foram calculadas conforme os procedimentos estabelecidos na **IEC 60.826[2]**. Para as medições realizadas foi considerada como província meteorológica (estação de medição principal) a cidade de Maceió/AL, cujos dados estão dispostos na Tabela 3.1:

**Tabela 3.1 - Dados das Estações Consideradas.**

Localidade	Latitude (S)	Longitude (W)	Período de coleta (anos)
MACEIÓ	09°31'	35°47'	25

Fonte: Dados coletados em campo

O modelo de previsão baseia-se nas distribuições de probabilidade das velocidades extremas de vento, que são do tipo Gumbel, cuja função está mostrada na equação 3.1:

$$F(V) = e^{-e^{\left(\frac{V-v}{\alpha}\right)}} \quad (3.1)$$

Dentro da região, aqui denominada província meteorológica, a média e o desvio padrão da função de probabilidade das velocidades extremas do vento é uma função contínua, diferenciável e de variação suave das coordenadas geográficas. As estimativas da média e do desvio padrão foram obtidas a partir dos anos de registros observados nas estações consideradas. São apresentados na Tabela 3.2, a seguir, os dados relevantes para o presente estudo, calculados a partir dos ventos coletados nessas estações:

**Tabela 3.2 - Dados de Vento da Província Meteorológica.**

ESTAÇÃO	$V_{\text{média}}$ (km/h)	Desvio Padrão (%)	Desvio Padrão (km/h)
MACEIÓ	43,20*	5,11*	2,10*

\*Os valores acima estão referidos a um período de integração de 30 s e altura de 10 m em relação ao solo. O terreno onde estão localizadas as estações está sendo considerado como “Categoria B”, conforme norma IEC 60.826.

## Temperaturas

Tanto a NBR-5422 como a norma IEC 60.826 recomenda que a temperatura coincidente com o vento máximo de projeto seja a média das temperaturas mínimas diárias.

Para o presente projeto, esta sendo adotado o valor de 20° C para a temperatura coincidente com os ventos máximos e 15 ° C para obtenção das flechas para determinação das alturas das estruturas.

## Correção para os Parâmetros de Interesse do Projeto

Na concepção formulada de se considerar uma província meteorológica única para toda a região de interesse da LT, como parâmetro representativo da velocidade do vento, foi tomada a média e o coeficiente de variação desta estação que resultam nos valores a seguir resumidos na Tabela 3.3:

**Tabela 3.3 – Parâmetros de interesse do projeto.**

ESTAÇÃO	$V_{\text{média}}$ (rajada) m/s – 3 seg	$V_{\text{média}}$ (vento médio) m/s – 10 min	$\sigma$	$C_1^*$	$C_2^*$
MACEIÓ	14,00	10,00	2,218	1,09145	0,53086

**\*Os valores C1 e C2 foram obtidos a partir das correlações da IEC 60.826; A velocidade de vento para um período de retorno de T anos, para um número n de anos de observações, com coeficiente de variação determinado de acordo com a IEC 60.826.**

Onde:  $V_{m\acute{e}dia}$  é a velocidade média das máximas anuais, em m/s. Esta velocidade está referida a rajadas de 3 segundos e 10 minutos, medidas a 10 m de altura em terreno de rugosidade padrão B;

$\sigma$  é o desvio padrão da amostra, em m/s;

$C_1$  e  $C_2$  são fatores que consideram o número de anos de registros;

### **Velocidade de Vento de Referência Considerada para Cálculos de Cargas Mecânicas**

Conforme exigido no item 1.2.4.1, do ANEXO 6G, do Edital, a linha de transmissão deverá ser projetada para resistir, sem falhas as cargas mecânicas produzidas por ventos com período de retorno de 150 anos.

Utilizando-se de correlações disponíveis no documento IEC 60.826, e transformado para o Sistema Internacional (SI), a partir da distribuição de Gumbel (equação 4.1), por meio de cálculos já mencionados, chegou-se aos seguintes valores de vento na estação MACEIÓ:

- Velocidade de referência de projeto (vento médio), referida a 10 m, 10 minutos e rugosidade do terreno do tipo B:  $V_{150} = 19,09$  m/s;
- Velocidade de referência de projeto (rajada), referida a 10 m, 3 segundos e rugosidade do terreno do tipo B:  $V_{150} = 26,73$  m/s;

### **Velocidade de Vento para Dimensionamento do Isolamento**

Procedeu-se da mesma maneira para realização dos cálculos. Os valores encontrados estão dispostos a seguir:

- Velocidade de vento para surto de manobra, referida a 10 m, 30 segundos, rugosidade do terreno do tipo B e período de retorno de 30 anos:  $V_{30} = 19,09$  m/s;
- Velocidade de vento para cálculo do balanço da cadeia para regime permanente e para cálculo da faixa de passagem, referida a 10 m, 30 segundos, rugosidade do terreno do tipo B e período de retorno de 150 anos:  $V_{150} = 23,30$  m/s;

### 3.1.1.2. Determinação das Pressões de Vento

A pressão dinâmica de referência ( $q_o$ ) será calculada a partir das velocidades obtidas na estação de MACEIÓ ( $V_p$ ) por apresentar resultados mais conservativos entre as estações examinadas, que são encontradas através da seguinte formulação da IEC 60.826:

$$q_o = 0,5 \cdot \rho \cdot (V_p)^2 \left[ \frac{N}{m^2} \right] \quad (3.2)$$

Sendo  $\rho$  a massa específica do ar, calculada através da equação 3.3:

$$\rho = \frac{1,293}{1 + 0,00367 \cdot t} \cdot \left( \frac{16000 + 64 \cdot t - ALT}{16000 + 64 \cdot t + ALT} \right) \left[ \frac{kg}{m^3} \right] \quad (3.3)$$

Onde:  $t$  é a temperatura coincidente: 20° C; e

$ALT$  é a altitude média da região de Arapiraca: 265 m.

Resultando em  $\rho = 1,168 \text{ kg/m}^3$ .

#### **Pressão Dinâmica de Referência para Ventos de Rajada**

Realizando-se os cálculos necessários, obteve-se a pressão dinâmica de referência para ventos de rajada, referida a 10 m, 3 segundos, rugosidade do terreno do tipo B e período de retorno de 150 anos:  $Q_{150} = 418 \text{ kg/m}^3$ .

#### **Alturas Consideradas para as Pressões de Referência**

Para um vão típico de 500 m, estipulado no edital, tem-se as seguintes alturas:

- Distância mínima ao solo: 7,00 m (zona rural)
- Disposição das fases: Vertical
  - Flecha do condutor a 60° ( $f_{\text{condutor } 60^\circ}$ ) = 18,01 m
  - Altura básica ( $H_{\text{BÁSICA}}$ ) = ( $f_{\text{Condutor } 76^\circ} + 7 + 6$ ) = 31,10 m
  - Altura média do condutor ( $H_{\text{MÉDIA CONDUTOR}}$ ) =  $H_{\text{BÁSICA}} - \frac{2}{3} \cdot f_{\text{Condutor } 15^\circ\text{C}} = 20,77 \text{ m}$
  - Altura básica do cabo para-raios ( $H_{\text{BÁSICA CPR}}$ ) = 43,01 m
  - Altura média do cabo para-raios ( $H_{\text{MÉDIA CPR}}$ ) =  $H_{\text{BÁSICA CPR}} - \frac{2}{3} \cdot f_{\text{CPR}} = 33,22 \text{ m}$

Adotada a temperatura de 15°C, para determinação das flechas dos condutores e para-raios e obtenção das alturas médias. Tem-se que a altura do ponto médio da cadeia de isoladores é de 32,51 m, considerando uma altura útil média de estrutura de 25,01 m.

As alturas do condutor e do cabo para-raios foram elevadas de 6,00 m e 18 m respectivamente, pois a LT utilizará estruturas de circuito duplo, com configuração vertical (estruturas estipuladas com por meio de visão geral do projetista).

### 3.1.2. Cabos Condutores

De acordo com o relatório de implantação do traçado, a LT 230 kV Rio Largo II – Penedo será seccionada a 45,2 km da SE Penedo e a 77,1 km da SE Rio Largo II. O trecho de seccionamento até a SE Arapiraca III a ser construído terá um comprimento de aproximadamente 45,2 km.

Os parâmetros das linhas, após o seccionamento, ambas em 230 kV, foram calculados pela rotina LINE CONSTANTS, do programa ATP. Os valores foram resumidos nas Listagens I e II, presentes no ANEXO II deste relatório.

Os valores dos parâmetros apresentados foram calculados em duas temperaturas diferentes. A primeira delas, 45°C, é a temperatura representativa de operação da linha e a segunda, que se trata de uma temperatura média máxima para a região Nordeste; 50°C foi escolhida para atender ao requisito do edital, que determina que a resistência de sequência positiva da linha, nessa temperatura, não pode ser maior que 0,103  $\Omega$ /km/fase. Tal requisito, como será mostrado, é atendido pelo cabo condutor escolhido. Na escolha do cabo condutor, por análise destes fatores limitantes e consultadas as especificações dos cabos mais usuais, verificou-se uma maior viabilidade de uso para os cabos GROSBEAK e FLINT.

#### **Parâmetros Elétricos com Resistência do Cabo GROSBEAK e FLINT a 45°C**

A LT existente possui torre de circuito simples horizontal e o trecho de seccionamento será em torre de circuito duplo vertical. Desta forma, as novas LT Penedo – Arapiraca III e Arapiraca III – Rio Largo II apresentarão duas configurações de estruturas diferentes, com os comprimentos mencionados anteriormente.

Em função do exposto, no cálculo dos parâmetros elétricos das novas linhas de transmissão Rio Largo II – Arapiraca III e Arapiraca III – Penedo, uma média ponderada para

cada parâmetro foi obtida, levando em consideração os respectivos comprimentos dos trechos com configurações distintas.

Para cada configuração, os parâmetros obtidos são referentes a uma temperatura de 45°C, que representa uma condição típica de operação, e os cabos condutores adotados são GROSBEAK (circuito simples horizontal) e FLINT (circuito duplo vertical). As tabelas 3.4 e 3.5 a seguir mostram os parâmetros em unidades físicas para as duas configurações de torre utilizadas. Para o circuito duplo, a simulação foi realizada para os circuitos de forma independente.

**Tabela 3.4 – Parâmetros elétricos – Circuito simples horizontal.**

$R_0$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$X_0$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$B_0$ ( $\mu\text{S}/\text{km}$ )	$R_1$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$X_1$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$B_1$ ( $\mu\text{S}/\text{km}$ )
0,463	1,678	2,194	0,099	0,498	3,318

Fonte: Simulação ATP

**Tabela 3.5 - Parâmetros elétricos – Circuito duplo vertical.**

$R_0$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$X_0$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$B_0$ ( $\mu\text{S}/\text{km}$ )	$R_1$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$X_1$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$B_1$ ( $\mu\text{S}/\text{km}$ )
0,439	1,692	2,210	0,097	0,498	3,339

Fonte: Simulação ATP

Para a LT 230 kV Rio Largo II – Arapiraca III, o trecho de linha em circuito simples é de 77,1 km e o trecho em circuito duplo será de 45,2 km. Portanto, os parâmetros elétricos de sequência zero e positiva, calculados considerando a média ponderada dos comprimentos, estão dispostos na Tabela 3.6:

**Tabela 3.6 - Parâmetros elétricos, em unidades físicas, da LT Rio Largo II – Arapiraca III.**

$R_0$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$X_0$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$B_0$ ( $\mu\text{S}/\text{km}$ )	$R_1$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$X_1$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$B_1$ ( $\mu\text{S}/\text{km}$ )
0,454	1,683	2,200	0,098	0,498	3,326

Fonte: Simulação ATP

Adotando-se a mesma metodologia para o cálculo dos parâmetros elétricos da LT Arapiraca III – Penedo, considerando, respectivamente, os comprimentos de 45,2 km em circuito simples e 45,2 km em circuito duplo, obtém-se os seguintes parâmetros, conforme mostra Tabela 3.7:

**Tabela 3.7 - Parâmetros elétricos, em unidades físicas, da LT Arapiraca III – Penedo.**

$R_0$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$X_0$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$B_0$ ( $\mu\text{S}/\text{km}$ )	$R_1$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$X_1$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$B_1$ ( $\mu\text{S}/\text{km}$ )
0,451	1,685	2,202	0,098	0,498	3,329

Fonte: Simulação ATP



### Resistência do Cabo FLINT a 50°C

De forma a verificar o atendimento ao requisito do edital do empreendimento, que determina um valor de 0,103  $\Omega/\text{km}$  para a resistência de sequência positiva a 50°C, foi calculado o valor deste parâmetro para o trecho de seccionamento da LT 230 kV Rio Largo II - Penedo.

Como pode ser observado na listagem, no ANEXO I, na matriz de impedância de transferência, o valor obtido foi 0,0987  $\Omega/\text{km}$ , valor este inferior àquele estabelecido como critério pelo edital. Desta forma, conclui-se que o trecho de seccionamento até a SE Arapiraca III cumpre este requisito para o cabo FLINT.

Seguem, abaixo, as especificações do cabo escolhido como condutor:

#### Cabo FLINT:

➤ Tipo	<b>CAL</b>
➤ Código	<b>FLINT</b>
➤ Bitola	<b>740,8 kcmil</b>
➤ Formação	<b>37 fios</b>
➤ Número de Condutores por Fase	<b>1</b>
➤ Diâmetro	<b>0,02515 m</b>
➤ Massa Linear	<b>1,07 kg/m</b>
➤ Área Total	<b>375,35 mm<sup>2</sup></b>
➤ Carga de Ruptura	<b>11.035 daN</b>
➤ Módulo de Elasticidade	
- Inicial	<b>4711 daN/mm<sup>2</sup></b>
- Final	<b>6187 daN /mm<sup>2</sup></b>
➤ Coeficiente de Dilatação Linear	<b>23x 10<sup>-6</sup> / °C</b>

#### Trações no Cabo Condutor

- 26° C, sem vento, condição final (EDS): **2207 daN (20% CR)**
- 15 °C, sem vento, condição inicial: **2613 daN (24% CR)**
- 20°C, vento máx. (pressão de 410 Pa), cond. final: **2955 daN (27% CR)**

Para o cálculo de trações e flechas, na faixa de vãos de 400 a 600 m, tem-se a seguinte condição predominante:

- Tração média (EDS) de 2207 (20% da CR), a 26°C, sem vento, na condição final do cabo ("creep" de 10 anos).

#### 3.1.3. Cabos Para-raios

Os tempos máximos para proteção de retaguarda não são informados no edital. Foi considerado o valor típico adotado no setor de 500 ms. Ainda como premissa, foi considerada a utilização de dois cabos para-raios e foram avaliadas as alternativas de arranjos em termos de bitolas.

### **Tipos e Bitolas de Cabos Analisados**

Foram adotados os seguintes cabos:

- CAA extra forte 12/7 (alumínio/aço) 176,9 MCM, nome comercial – Dotterel;
- EAR (EHS) 3/8”, 7 fios (aço), diâmetro 9,15mm

Sendo o primeiro cabo aplicado próximo às Subestações por suportar um nível de corrente de curto-circuito mais alto, e o segundo, quando a corrente permite, no trecho restante das linhas por ter menor custo direto e causar menor esforço mecânico nas torres.

### **Metodologia de Estudo**

Foi considerada a alternativa de aplicação de dois cabos para-raios em toda extensão. Adotando-se a corrente total de curto-circuito prevista para as SEs, conforme exigido no Edital foi feita a indicação da bitola mínima dos cabos para-raios para as saídas desta subestação.

Foi feita uma avaliação do comportamento da corrente de curto-circuito total ao longo das extensões das linhas. Esta avaliação serve para indicar a suportabilidade mínima necessária das ferragens das cadeias de isoladores ao curto-circuito, ao longo da linha, chamada de suportabilidade a arco de potência. Da mesma forma, avaliou-se a corrente em cada cabo para-raios acompanhando o seu decaimento ao longo da linha. Para este último caso buscou-se o curto-circuito ocorrendo na fase de posição tal que acarretasse a maior solicitação de corrente no cabo para-raios.

### **Corrente de Curto-circuito nas Subestações: bitola mínima para as saídas**

As correntes de curto-circuito foram definidas pela ANEEL em um mesmo valor, 40 kA, na SE Arapiraca III. As Tabelas 3.8 e 3.9, a seguir, nos três primeiros pontos de aplicação do defeito fase-terra na LT, mostram os valores das correntes nos cabos para-raios Dotterel, próximas a SE Arapiraca III:

**Tabela 3.8 - Corrente nos cabos para-raios Dotterel SE Arapiraca III - LT Rio Largo II – Arapiraca III.**

km	I (kA)
0,5	13,89
1,0	12,58
1,5	11,52

Fonte: ANEEL

**Tabela 3.9 - Corrente nos cabos para-raios Dotterel SE Arapiraca III - LT Arapiraca III – Penedo.**

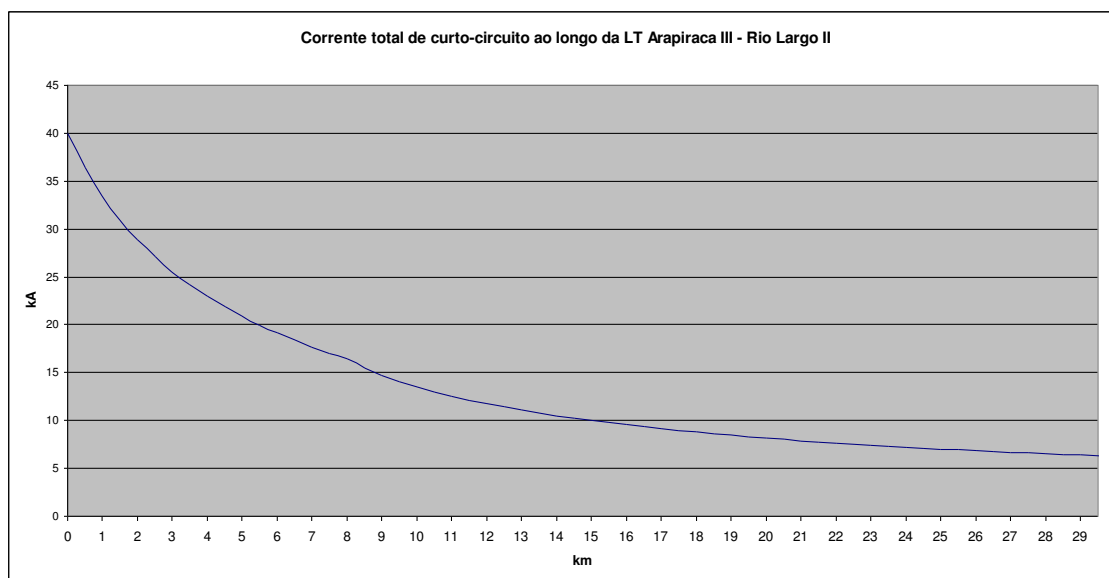
km	I (kA)
0,5	15,48
1,0	13,87
1,5	12,57

Fonte: ANEEL

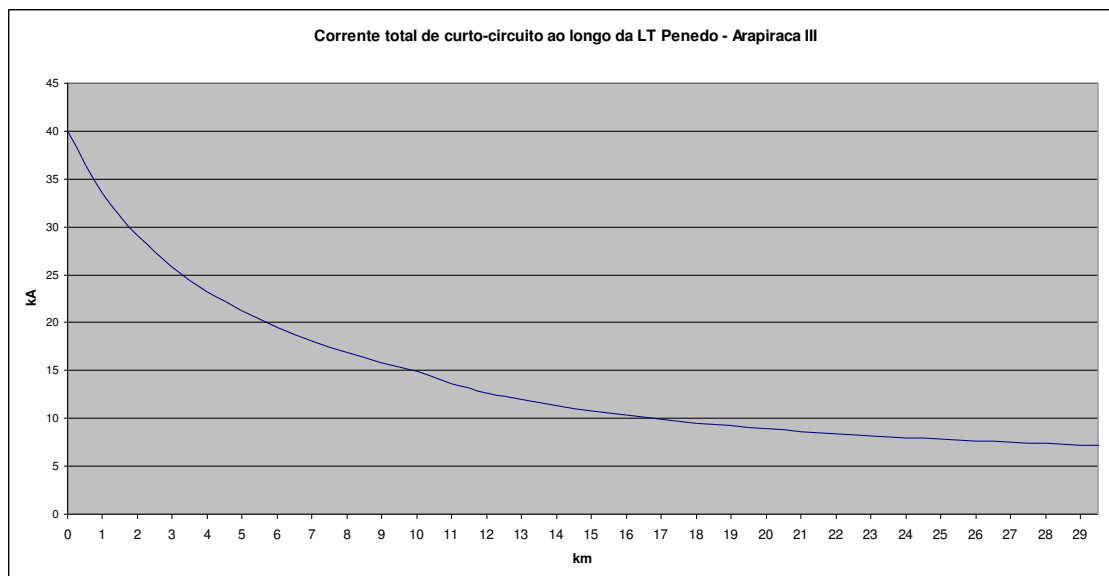
De acordo com a **NBR 8449[13]**, anexo A, Tabela 1a, para um tempo de eliminação de curto-circuito de 500 ms, a capacidade máxima de condução de corrente do cabo Dotterel é de 19,0 kA. Desta forma, nas tabelas acima se observa que, para descargas atmosféricas que provoquem um nível de curto-circuito de até 40 kA na subestação Arapiraca III, este cabo pode ser empregado sem maiores restrições.

### **Decaimento da Corrente de Curto-circuito Total – Critério de Arco de Potência para as Cadeias**

Os gráficos das figuras 3.2 e 3.3, ambos gerados com a ferramenta computacional MATLAB, apresentam as correntes totais de curto-circuito e seus decaimentos ao se afastar da subestação Arapiraca III, 230 kV, para efeito de verificação da suportabilidade das cadeias aos arcos de potência.



**Figura 3.2 – Comportamento da corrente total de curto-circuito ao longo da linha Rio Largo II – Arapiraca III, SE Arapiraca III.**



**Figura 3.3 – Comportamento da corrente total de curto-circuito ao longo da linha Arapiraca III – Penedo, SE Arapiraca III.**

Recomenda-se adotar cadeias dimensionadas de forma compatível com as correntes máximas. Desta forma, sugere-se adotar cadeias para, no mínimo, os seguintes níveis de curto-circuito e respectivos locais, para qualquer tipo de arranjo dos cabos para-raios:

- LT Rio Largo II – Arapiraca III: 40 kA, na saída da SE Arapiraca III, 230 kV, até o km 5,0.
- LT Arapiraca III – Penedo: 40 kA, na saída da SE Arapiraca III, 230 kV, até o km 5,5.

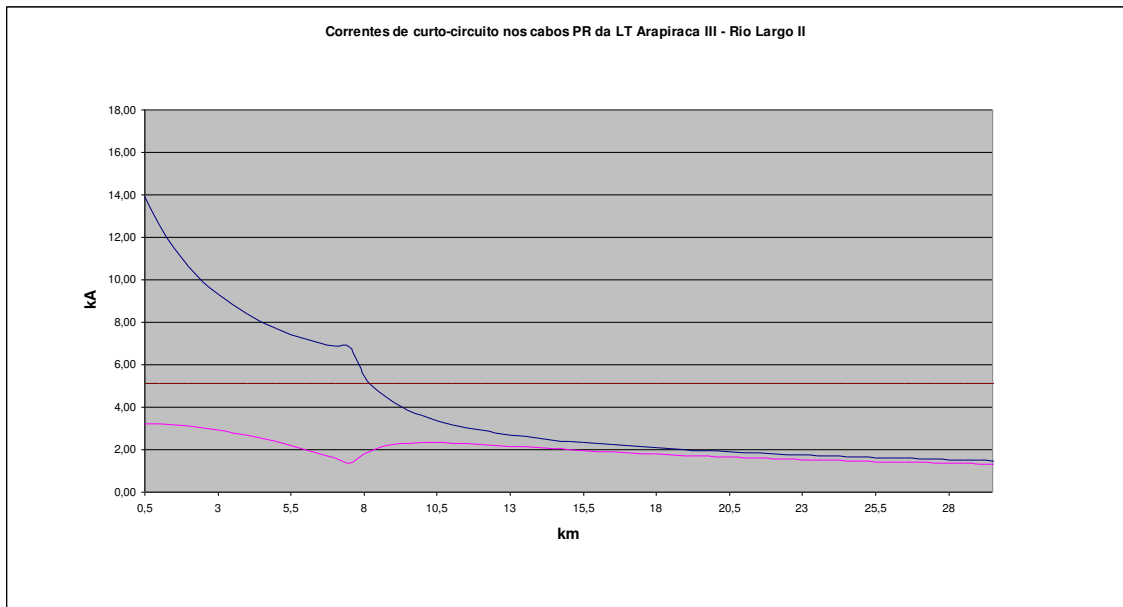
### **Corrente nos Cabos Para-raios: pontos de troca para bitolas mínimas**

Durante a ocorrência de um curto-circuito fase-terra há a injeção de altas correntes que seguem para os cabos para-raios e uma pequena parcela é injetada no sistema de aterramento das torres. Para o cálculo desta distribuição de correntes adotou-se a resistência de aterramento média de 20 ohms.

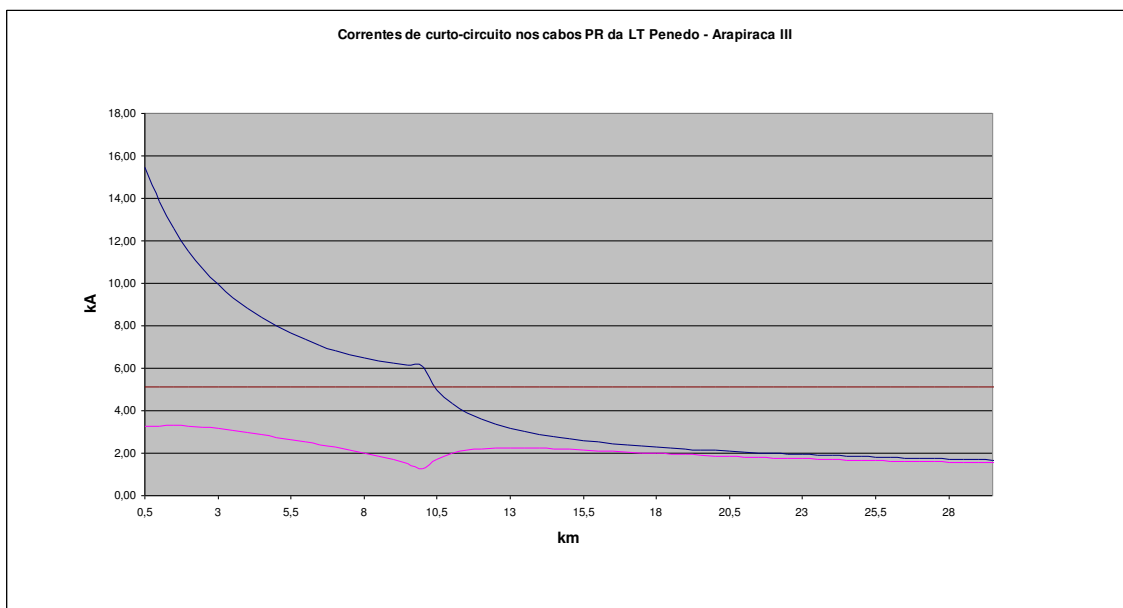
A parcela de corrente que vai para os cabos para-raios se distribui entre os mesmos. Esta distribuição é função da posição relativa dos cabos da fase em curto-circuito com cada cabo para-raios e, portanto, do acoplamento entre eles. Nos gráficos apresentados adiante foram selecionados os maiores valores.

A parcela da corrente de curto-circuito que atinge cada cabo para-raios, por sua vez, se distribui nas duas direções, parte indo do ponto de ocorrência do curto-circuito para a SE de um lado e parte indo para a SE do outro lado.

Para visualização deste efeito são apresentados os gráficos nas figuras 3.4 e 3.5, com a evolução ao longo do comprimento da linha de cada uma das parcelas de corrente nos cabos para-raios, na direção da SE Arapiraca III, em função do ponto onde ocorre o curto-circuito. Estas duas últimas curvas têm o valor máximo quando estão próximas da sua respectiva SE, e um comportamento decrescente ao se afastar das mesmas. Além das correntes citadas anteriormente, também é mostrado nos gráficos a seguir o valor limite de 5,1 kA (curva marrom) adotado para o cabo EHS.



**Figura 3.4 - Comportamento da corrente de curto-circuito nos cabos para-raios ao longo da linha Rio Largo II – Arapiraca III, SE Arapiraca III.**



**Figura 3.5 - Comportamento da corrente de curto-circuito nos cabos para-raios ao longo da linha Arapiraca III – Penedo, SE Arapiraca III.**

Para efeito da definição do ponto de troca e dimensionamento da bitola do cabo para-raios em cada trecho deve-se levar em consideração sempre a maior destas parcelas de corrente. Como resultado desta análise, escolheram-se os seguintes cabos para-raios:

- LT Rio Largo II – Arapiraca III: Cabo Dotterel na saída da SE Arapiraca III, 230 kV, até o km 8,0.
- LT Arapiraca III – Penedo: Cabo Dotterel na saída da SE Arapiraca III, 230 kV, até o km 10,0.
- Nos outros trechos das linhas: Cabo EAR (EHS) 3/8.

Seguem, abaixo, as especificações dos cabos escolhidos como para-raios:

#### **Cabos Para-raios CAA**

➤ Tipo	<b>CAA</b>
➤ Código	<b>DOTTEREL</b>
➤ Bitola	<b>176,9 MCM</b>
➤ Formação	<b>12 Al / 7 Aço</b>
➤ Diâmetro	<b>0,01542 m</b>
➤ Massa Linear	<b>0,6568 kg/m</b>
➤ Área Total	<b>141,94 mm<sup>2</sup></b>
➤ Carga de Ruptura	<b>7787 da N</b>
➤ Módulo de Elasticidade	
- Inicial	<b>11200 daN/mm<sup>2</sup></b>
- Final	<b>11000 daN /mm<sup>2</sup></b>
➤ Coeficiente de Dilatação Linear	<b>14,8 x 10<sup>-6</sup> / °C</b>

#### **Cabos Para-raios de Aço Galvanizado**

➤ Tipo	<b>Aço galvanizado</b>
➤ Código	<b>3/8" EAR</b>
➤ Bitola	<b>-----</b>
➤ Formação	<b>7 fios</b>
➤ Diâmetro	<b>0,00952 m</b>
➤ Massa Linear	<b>0,407 kg/m</b>
➤ Área Total	<b>51,14 mm<sup>2</sup></b>
➤ Carga de Ruptura	<b>6398 daN</b>
➤ Módulo de Elasticidade	
- Inicial	<b>18600 daN/mm<sup>2</sup></b>
- Final	<b>18200 daN/mm<sup>2</sup></b>
➤ Coeficiente de Dilatação Linear	<b>23 x 10<sup>-6</sup> / °C</b>

## Trações nos Cabos Para-raios

### a) Cabo DOTTEREL

- 26°C, sem vento, condição final (EDS): **1353 daN (17,4% CR)**
- 15°C, sem vento, condição inicial: **1441 daN (18,5 % CR)**
- 20°C, vento máx. (pressão de 444 Pa), cond. final: **1873daN(24,05 % CR)**

### b) Cabo EAR 3/8”

- 26°C, sem vento, condição final (EDS): **838 daN (13,1% CR)**
- 15°C, sem vento, condição inicial: **864 daN (13,5 % CR)**
- 20°C, vento máx. (pressão de 444 Pa), cond. final: **1154daN (18,04 % CR)**

Para o cálculo de trações e flechas, na faixa de vãos de 400 a 600 m, têm-se as seguintes condições predominantes:

### Cabo DOTTEREL

- Tração média (EDS) de 1353 daN (17,4 % da CR), a 26°C, sem vento, na condição final do cabo ("creep" de 10 anos).

### Cabo EAR 3/8”

- Tração média (EDS) de 838 daN (13,1 % da CR), a 26°C, sem vento, na condição final do cabo ("creep" de 10 anos).

## 3.1.4. Coordenação de Isolamento

Para os estudos de coordenação de isolamento foram obedecidos os requisitos estabelecidos no Edital de Leilão 006/2008, da linha em questão, quanto ao desempenho a descargas atmosféricas, isolamento a tensão máxima operativa e isolamento a manobra.

### Determinação do Número de Isoladores

O Edital de Leilão da ANEEL informa que “a distância de escoamento mínima da cadeia de isoladores deve ser determinada conforme a norma IEC 60815, considerando o nível de poluição da região de implantação da LT.” Também informa que a distância mínima de escoamento deve atender a um limite mínimo de 14 mm/kV fase-fase eficazes.

Considerando que a tensão máxima operativa do sistema é de 242kV fase-fase, a distância mínima para um nível de poluição leve, conforme item 4 da IEC 60.815 deverá ser:

$$16 \text{ mm / kV} \times 242 \text{ kV} = 3872 \text{ mm}$$

Neste projeto adotaram-se cadeias de isoladores com 16 unidades na suspensão e 16 unidades na ancoragem, com distâncias de escoamento de 320 mm (especificações do fabricante). Supondo uma eventual quebra de um isolador na cadeia de suspensão, terão as seguintes distâncias:

$$15 \text{ unidades} \times 320 \text{ mm / unidade} = 4800 \text{ mm}$$

Tais cadeias atendem a exigência mínima do Edital e apresentam uma distância mínima específica de escoamento, conforme critério da IEC.

### **Ângulos de Balanço da Cadeia**

O item 1.2.3.7 do anexo 6G do Edital especifica que o isolamento à tensão máxima operativa deve ser dimensionado considerando o balanço da cadeia de isoladores sob ação de vento com período de retorno de, no mínimo, 30 anos.

Para o cálculo do ângulo de balanço, é utilizada a equação (3.6). A velocidade de vento adotada para os balanços dos condutores foi obtida no item 4.1.1.1, para a altura média da cadeia de isoladores, conforme o item 4.8 da NBR-5422. Utiliza-se, também, os seguintes dados:

$$\rho = 1,168 \text{ kg/m}^3 \text{ (massa específica do ar);}$$

$$d = 0,02513 \text{ m (diâmetro do condutor);}$$

$$p \cong 10,30 \text{ N/m (peso unitário do condutor);}$$

$$V = \text{Vão de peso (m);}$$

$$H = \text{Vão de vento (m);}$$

$$V/H = 0,60.$$

### **Deslocamento Angular para Surto de Manobra**

A velocidade de vento de projeto para essa condição é de 19,9 m/s, considerando um período de retorno de 30 anos, e a partir da figura 7 da NBR-5422, obtêm-se  $k = 0,45$ .



Para a altura da cadeia de isoladores descrita no item 4.1.1.2, de 32,51 m, utilizando as equações (2.6), (3.2) e (3.3), tem-se:

$$q_o = 280 \frac{N}{m^2} \qquad \beta = 26,95^\circ \qquad (3.4)$$

### **Deslocamento Angular para Regime Permanente e para Cálculo da Faixa de Passagem**

A velocidade de vento de projeto para essa condição é de 23,30 m/s, considerando um período de retorno de 150 anos, e a partir da figura 7 da NBR-5422, obtém-se  $k = 0,38$ . Com a altura da cadeia de isoladores de 32,51 m/s, descrita no item 4.1.1.2, e utilizando as equações (2.6), (3.2) e (3.3), tem-se:

$$q_o = 393 \frac{N}{m^2} \qquad \beta = 31,26^\circ \qquad (3.5)$$

#### **3.1.5. Estudos Eletromagnéticos**

Os resultados dos cálculos aqui apresentados mostram que os valores de campo elétrico superficial dos cabos condutores de fase estão sempre muito abaixo dos valores de início de corona visual, o que caracteriza, sob o ponto de vista de campo elétrico, que o projeto adotado tem uma margem de segurança significativa.

No presente estudo, este campo elétrico crítico foi calculado utilizando-se diretamente a fórmula de Peek (equação (2.4)). Como resultado, obteve-se um gradiente crítico visual “ $E_0$ ” da ordem de 21,1 kV/cm, para um fator de superfície de 0,82, fator este que pode ser considerado conservativo.

Os valores efetivamente ocorrentes de campo elétrico superficial nos cabos, na simulação da Linha de Transmissão em condições de operação, foram calculados com uma rotina computacional do programa de análise de parâmetros eletromagnéticos de linhas de transmissão, do CEPEL, chamado de SIGA, e com tensão de 242 kV. O valor máximo encontrado foi da ordem de 18, 20 kV / cm.

Isto representa menos de 87% do gradiente crítico visual, mesmo para um fator de superfície de 0,82, o que garante uma significativa margem de segurança quanto à inexistência de corona visual.

## Campo Elétrico no Solo, próximo à Linha de Transmissão

Para o cálculo dos demais efeitos de campos eletromagnéticos também foi utilizado o programa SIGA, o qual também gera as várias curvas de interesse apresentadas a seguir.

Os critérios a serem atendidos são aqueles constantes na **Resolução Normativa 398 da ANEEL**, de 23 de março de 2010, quais sejam, campo elétrico a um metro e meio do solo, no limite da faixa de servidão (público em geral), inferior ou igual a 4,16 kV/m e no interior da faixa o mesmo não deverá ser maior que 8,33 kV/m (população ocupacional).

A figura a seguir (3.6) apresenta o perfil calculado do campo elétrico, a 1,5 m do solo no meio do vão, na simulação da Linha de Transmissão em condições de operação, para a máxima tensão operativa de 242 kV, conforme recomenda a referida resolução normativa.



Figura 3.6 - Perfil do campo elétrico.

Verifica-se que os valores encontrados, próximo ao eixo da linha, atingem um valor máximo um pouco maior que 3,0 kV/m, e estão abaixo de 1,0 kV/m aos 20 m de distância do eixo da linha, bem abaixo do valor do critério de 4,17 kV/m no limite da faixa. Portanto, pode-se dizer que o campo elétrico embaixo da linha atende com folga ao critério, e não é determinante da largura da faixa.

## Campo Magnético no Solo, próximo à Linha de Transmissão

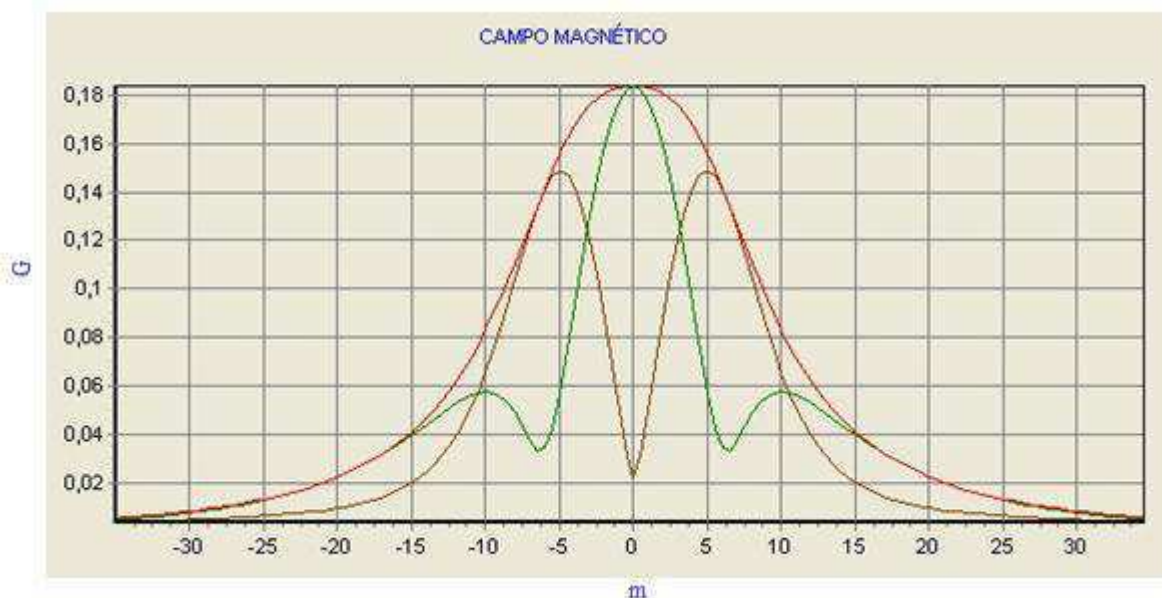
Os critérios a serem atendidos são aqueles constantes na **Resolução Normativa 398 da ANEEL**, de 23 de março de 2010, é o campo magnético a um metro e meio do solo,

no limite da faixa de servidão, inferior ou igual a  $83,3 \mu\text{T}$  (público em geral) e no interior da faixa o mesmo não deverá ser maior que  $416,67 \mu\text{T}$  (população ocupacional).

Na figura a seguir está apresentado o perfil calculado de indução magnética, a 1,5 m do solo no meio do vão, para o valor de corrente de curta duração circulando nos cabos de 795 A, na simulação da Linha de Transmissão em condições de operação.

Pelas características dos equipamentos de medição de campos magnéticos, os valores reais medidos nas proximidades de linhas são geralmente apresentados em curvas de campo vertical, campo horizontal e longitudinal.

No gráfico apresentado na Figura 3.7, temos os valores de campo magnético calculados para a proximidade da linha, apresentados em curvas de campo vertical (verde), campo horizontal (marrom) e campo máximo (em vermelho), sendo que este último deve ser comparado com o critério da referida resolução normativa.



**Figura 3.7 - Perfil do campo magnético.**

Os valores de campos magnéticos máximos encontrados ao longo do perfil são baixos, mesmo considerando a altura do condutor no meio do vão, o que ocorre somente em pontos específicos da linha.

Para a curva apresentada o critério adotado é de  $83,3 \mu\text{T}$ , o que equivale a 833 mG ( $1 \text{ T} = 10^4 \text{ G}$ ), esta apresenta seus valores em Gauss(G). Verifica-se que foi atingido o pico de indução da ordem de 0,18 G (180 mG) próximo ao eixo da LT, que é menos de 22% do valor do critério para o limite da faixa, mesmo para premissas tão conservativas.

Desta forma, pode-se dizer que o campo magnético embaixo da linha atende com folga ao critério, conforme especificado na norma, e não é necessário definir uma largura de faixa para o atendimento do valor máximo na borda da faixa de passagem.

### Perfil de Ruído Audível (RA)

O critério a ser atendido, conforme está descrito no Anexo do Edital, é de 58 dBA no limite da faixa de servidão. As condições mais críticas para este fenômeno são: durante condição de chuva fina ou após 15 minutos de chuva.

A Figura 3.8 mostra a curva de Ruído Audível, calculada para a condição de chuva fina ou 15 minutos após chuva, que pela metodologia do CEPEL levam a valores idênticos.

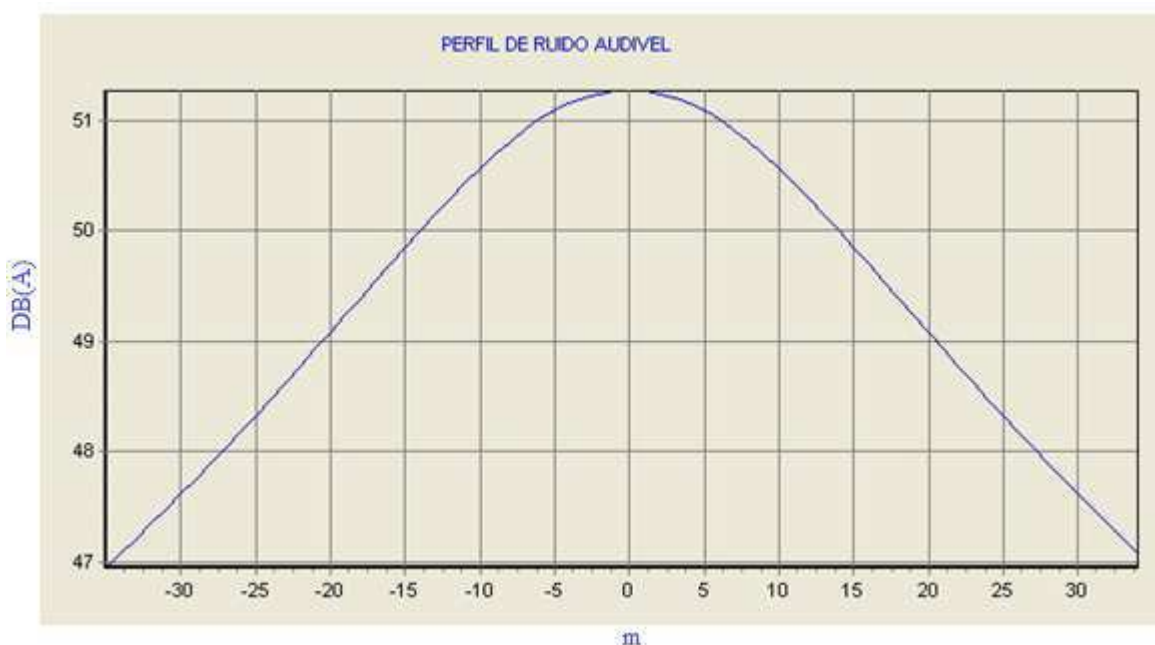


Figura 3.7 - Perfil de Ruído Audível.

Para um critério de valor limite de 58 dBA, o valor máximo encontrado, sob a linha, foi menor que 52 dBA, e aproximadamente 49 dBA aos 20 metros de distância do eixo.

Desta forma, a linha atende ao critério e não é necessário definir uma largura de faixa para o atendimento do valor limite na borda da faixa de passagem.

## Perfil de Rádio Interferência (RI)

O perfil de Rádio Interferência foi calculado, a 1 m do solo, com o condutor na mesma altura que aquela do meio do vão, aplicada em toda a linha, o que é bastante conservativo. Também, adotou-se a máxima tensão operativa de 242 kV que é a condição mais conservativa para esta análise.

Além disso, conforme exigência em Anexo do Edital, a relação sinal / ruído no limite da faixa de servidão deverá ser no mínimo igual a 24 dB. Considerando-se um sinal de 66 dB, tem-se que o maior nível de ruído que a linha pode gerar, no limite da faixa, será:  $RI = 66 - 24 = 42$  dB.

Segue abaixo, na Figura 3.9, a curva de Rádio Interferência obtida por simulação da Linha de Transmissão em condições de operação.



**Figura 3.9 - Perfil de Radio Interferência.**

Verifica-se que no interior da faixa encontrou-se um pico com valor da ordem de 48 dB, próximo de 7 metros do eixo da linha, tendo um decaimento ao se afastar do eixo. O valor de 42 dB foi atingido praticamente aos 20 metros do eixo.

Desta forma, recomenda-se adotar uma largura de 40 metros de faixa de passagem para o atendimento do valor limite de interferência no limite da mesma.

### 3.1.6. Largura de Faixa

#### **Critério de Balanço dos Condutores**

Aplicando os valores, na equação (2.5) para o cálculo da distância do eixo da LT ao limite da faixa, determina-se:

$$D1 = 4,40 + (18,01 + 3) * 0,519 + 1,61 = 16,91 \text{ m.}$$

Para o critério de balanço dos condutores é necessária uma faixa total de 33,8 m para a LT.

#### **Interferências Eletromagnéticas**

A faixa de segurança para atender aos critérios de Campo Elétrico (CE), Campo Magnético (CM), Rádio Interferência (RI) e Ruído Audível (RA), estabelecidos na subseção anterior, obteve os seguintes valores mínimos necessários, disposto na Tabela 3.10:

**Tabela 3.10 – Dimensionamento de faixas com base em estudos eletromagnéticos.**

<b>Tipo de Interferência</b>	<b>Largura da Faixa (m)</b>
Campo Elétrico	Não Governa
Campo Magnético	Não Governa
Rádio Interferência	40
Ruído Audível	Não Governa

A partir dos resultados obtidos, verifica-se que a Rádio Interferência é o fenômeno que dimensiona a faixa, recomendando-se, portanto, uma largura de faixa de 40m.

## **3.2. Projeto Executivo**

### 3.2.1. Plotação Preliminar

Conforme dito na seção 2.2.2.1, esta fase é realizada com auxílio de *software* específico de plotação automática. O PLS-CADD, ferramenta usada neste projeto, foi alimentado com os dados pré-determinado até esta fase de projeto, todos os parâmetros de projeto, para que realizasse uma análise técnica/econômica e ofertasse uma plotação otimizada.

## Perfil e Planta com Plotação

A plotação é realizada sobre o perfil planialtimétrico fornecido pela equipe de topografia. Com base na oferta gerada pelo programa, são analisados pela equipe de projeto alguns aspectos, de modo que, observando situações não consideradas pelo PLS-CADD, foi preciso intervir manualmente na plotação realizada, realocando-se torres, regulando-se vãos, dentre outras. Ainda existiram fatos como, posteriormente à plotação automática, a equipe de topografia identificou uma área de estudos paleontológicos, não vista no primeiro levantamento, o que levou a mais modificações na “tira” de plotação inicial.

Realizado todos estes ajustes mencionados, pegou-se a tira, apresentada na Figura 3.9, e cortou-a em folhas, que apresentam o detalhe da plotação com todas as informações necessárias para ir ao campo.

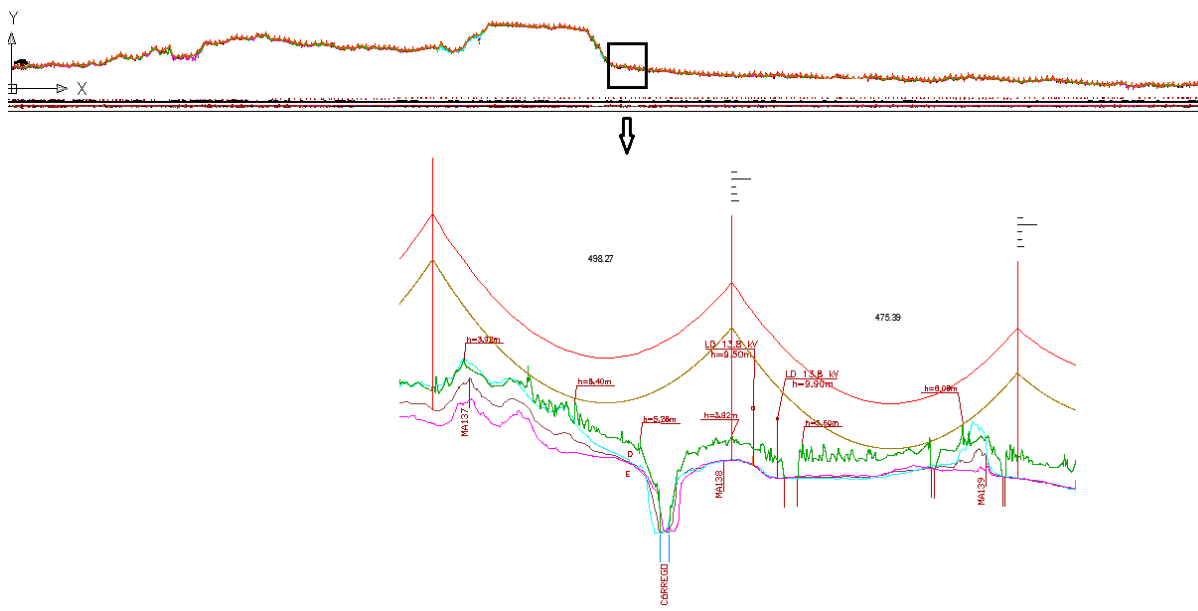


Figura 3.9 – Tira de plotação com toda a extensão da linha e o detalhe de dois vãos adjacentes

## Tabela de Locação

Conforme explicado no item 2.2.2.1.2, a tabela de locação é confeccionada com base nos dados levantados após feita a plotação no perfil e planta, onde todas as distâncias são cotadas, deflexões e referências levantadas, e reunidas de forma resumida neste documento, a fim de facilitar a etapa de conferência, conforme pode ser visto no ANEXO III.

## **Lista de Materiais Preliminar**

Este reúne informações acerca do quantitativo de material a ser utilizado na construção da linha. Especifica-se número de torres de cada tipo (famílias), o tipo de cabo com sua metragem aproximada, quantidades de ferragens, cadeias de isoladores, conjuntos de suspensão, acessórios como grampos e presilhas, ou seja, todos os materiais a serem utilizados para a construção com base na situação atual de projeto. Uma ilustração deste documento encontra-se no ANEXO IV.

### **3.2.2. Locação em Campo**

#### **Locação de piquetes**

Uma equipe vai ao campo para materializar as determinações iniciais de projeto. São colocados piquetes de cimento nas coordenadas do centro de cada lugar onde se terá uma estrutura. Em paralelo a esta atividade, realiza-se a conferências dos dados presentes na tabela de locação.

#### **Conferências de dados**

De posse dos dois primeiros documentos citados na subseção anterior, a mesma equipe confere as informações dispostas nos mesmos. Conferem-se todos os dados, minuciosamente, e é informado ao projetista valor divergente entre o apresentado no projeto e o medido em campo. Com base nas divergências levantadas, são realizadas as adequações necessárias para prosseguir com a plotação definitiva.

### **3.2.3. Plotação Definitiva**

O procedimento da plotação definida é o mesmo da plotação preliminar, gerando o mesmo tipo de documentação. A diferença reside que, esta fase é realizada posteriormente a conferência de dados e retificação dos mesmos, de modo que agora se pode, mais fielmente, plotar a linha em questão com menos riscos de ocorrência do insucesso.

### **3.2.4. Memoriais de Travessias**

Esta atividade contempla o detalhamento dos pontos de cruzamento da linha com outros empreendimentos. Neste projeto identificaram-se três travessias principais que



mereceram a documentação por meio de memoriais: com um gasoduto e outras duas com rodovias.

### **Travessia sobre o Gasoduto Carmópolis/Pilar**

Neste memorial constam as informações relevantes a respeito do cabo condutor e cabo para-raios utilizados. Sua maior relevância encontra-se na informação da distância mínima de segurança entre uma LT 230 kV e um gasoduto, que de acordo com a **NBR 5422[1]** é  $D=7,00$  m. Por meio do desenho da travessia apresentada no ANEXO V, pode-se observar que no ponto de cruzamento a distância é de 16,14 m.

É evidenciado neste desenho o esquema de sinalização (conforme rege a **NBR 6535[12]**) da travessia com o ângulo de cruzamento entre os empreendimentos. Para cruzamentos sobre tubulações metálicas de grande porte, o ângulo de travessia (menor ângulo formado pelo eixo da linha com o eixo do obstáculo atravessado) é recomendado na **NBR 5422[1]** que seja, no mínimo, de  $60^\circ$ . O valor apresentado nesta travessia, conforme se verifica no seu desenho, foi de  $64^\circ 31' 15''$ .

No caso de gasodutos e oleodutos são necessários estudos de interferências eletromagnéticas, na falta destes estudos, recomenda-se localizar os suportes da linha o mais afastado possível da tubulação, observando o ângulo mínimo formado. Estes estudos não fazem parte deste trabalho por não estarem no escopo deste projeto.

### **Travessias sobre a Rodovia Federal BR-101 e a Rodovia Estadual AL-110**

Seguindo o mesmo modelo da travessia anterior, o memorial destas geram relatórios similares ao mencionado:

- Para a travessia da BR-101, cujo desenho está disposto no ANEXO VI, a distância mínima de segurança entre uma LT 230 kV e uma rodovia federal, de acordo com a NBR 5422 é  $D=8,90$  m. No ponto de cruzamento da travessia o valor é de 15,10 m conforme desenho anexo.
- Para a travessia da AL-110, cujo desenho está disposto no ANEXO VII, a distância mínima de segurança entre uma LT 230 kV e uma rodovia estadual, de acordo com a NBR 5422 é  $D=8,90$  m. No ponto de cruzamento da travessia o valor é de 23,12 m conforme desenho anexo.

Para travessias sobre rodovias, estradas, teleféricos, navegáveis, dentre outros, é recomendado pela norma que o ângulo de travessia mínimo seja de  $15^\circ$ . No cruzamento sobre a BR-101, conforme é apresentado no seu desenho, o ângulo medido foi de  $28^\circ 42' 46''$ . Já para a travessia sobre a AL-110, o ângulo medido foi de  $47^\circ 03' 05''$ .

Sendo assim, todos os ângulos mínimos foram respeitados.

### **Distâncias para Matas Ciliares e de Preservação Permanente**

As distâncias mínimas para travessias sobre matas ciliares e de preservação permanente serão de acordo com a fórmula do Item 13.2.1 da **NBR-5422[1]**.

$$H = 4 + 0,01 \cdot \left( \frac{D_u}{\sqrt{3}} - 50 \right) \quad [m] \quad (3.4)$$

Aplicando o valor de  $D_u = 242 \text{ kV}$  (numericamente igual à tensão máxima operativa da linha), tem-se  $H = 4,89 \text{ m}$ . Foi adotado o valor de  $5,00 \text{ m}$ .

## Capítulo 4

### Conclusões

Ao longo do texto foram descritos conceitos básicos de linhas de transmissão, bem como apresentado o formato que devem seguir os Projetos Básico e Executivo de uma linha de transmissão aérea de energia elétrica, conforme apresentou o capítulo 2.

No capítulo 3, intitulado PROJETO DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO DE 230 kV, foi mostrado um estudo de caso do seccionamento da linha de 230 kV Rio Largo II – Penedo para a SE Arapiraca III. Neste foram descritos todos os parâmetros envolvidos em um projeto real e mostrou-se que todas as especificações descritas nos normativos foram seguidas, bem como as premissas estipuladas pela ANEEL, a exemplo da resistência de sequência positiva, que, para a linha de transmissão em questão deveria ser, no máximo, de 0,103 k $\Omega$ , e os parâmetros meteorológicos a serem utilizados.

Foram apresentados critérios de escolha para cabos condutores e cabos para-raios, os estudos necessários que demonstram que os valores mínimos de campo elétrico, magnético, do efeito Corona, ruído audível e rádio interferência que devem ser atendidos segundo a norma, e que são considerados na determinação da largura da faixa de servidão. E ainda, exibida a documentação gerada em cada etapa de projeto, e como a mesma deve ser produzida.

Com o desenvolvimento deste trabalho, viu-se que seu propósito inicial foi atendido, uma vez que foi apresentada uma visão global e acadêmica de projetos de linhas de transmissão de energia elétrica, não ocorrendo o mesmo no mundo corporativo, onde este trabalho desenvolve-se sem uma abordagem detalhada da teoria envolvida.

## BIBLIOGRAFIA

- 1 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 5422: Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica - Procedimento*. Rio de Janeiro, 1985.
- 2 INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC 60826: Design criteria of overhead transmission lines*, Genebra, 2003.
- 3 FUCHS, Rubens Dario. **Transmissão de Energia Elétrica: linhas aéreas. Vol. 1**. Rio de Janeiro, Livros Técnicos e Científicos; Itajubá, Escola Federal de Engenharia, 1977.
- 4 INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC 60815: Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions*. Genebra, 1986.
- 5 ONS, **Submódulo 4.4 – Dados Requisitos para Estudos de Ampliações e Reforços - Revisão 1.1**, de 16/09/2010.
- 6 FUCHS, Rubens Dario. **Transmissão de Energia Elétrica: linhas aéreas. Vol. 2**. Rio de Janeiro, Livros Técnicos e Científicos; Itajubá, Escola Federal de Engenharia, 1977.
- 7 DOMINGUES, Luís Adriano de Melo Cabral; DUARTE, Fábio Terra Passos; BARBOSA, Carlos Ruy Nunez; CRUZ, Rafael Monteiro; DART, Fernando Chaves. **Determinação do Fator de Superfície para Cabos Convencionais de Seção Trapezoidal**. SNPTEE – Rio de Janeiro, 2007.
- 8 ONS, **Submódulo 2.4 – Requisitos Mínimos para Linhas de Transmissão Aérea - Revisão 1.1**, de 16/09/2010.
- 9 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 6123: Forças devidas ao vento em edificações*. Rio de Janeiro, 1988.
- 10 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 7117: Medição da resistividade do solo pelo método dos quatro pontos (Wenner)*. Rio de Janeiro, 1981.
- 11 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 6533: Estabelecimento de segurança aos efeitos da corrente elétrica percorrendo o corpo humano*. Rio de Janeiro, 1981.

12 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 6535: Sinalização de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica com vistas à segurança da inspeção aérea*. Rio de Janeiro, 1985.

13 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 8449: Dimensionamento de cabos para-raios para linhas aéreas de transmissão de energia elétrica – Procedimento*. Rio de Janeiro, 1984.

ROGIER, Jan. **Probabilistic methods and risk management in overhead line design**. In PMAPS Conference 2006 – Workshop 3B – Treatment of rare events with large consequences in power systems. Stockholm, Sweden: 2006

BEZERRA, Flavius Vinicius Caetano. **Projeto Eletromecânico de Linhas Aéreas de Transmissão de Extra Alta Tensão**. Projeto de Graduação na UFRJ, Rio de Janeiro, 2010.

NUNES, Pedro Emanuel Vinhas. **Ação dos Ventos em Coberturas Metálicas**. Mestrado na Universidade Nova de Lisboa, 2008.