



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Argentino Elvencio Chitacumula

**Conhecimentos Mínimos Necessários Para Elaboração De Projeto Mecânico de Linhas
Aéreas De Transmissão De Energia: Uma Abordagem Abrangente**

Florianópolis

2024

Argentino Elvencio Chitacumula

Conhecimentos mínimos necessários para elaboração de projeto mecânico de linhas aéreas de transmissão de energia: uma abordagem abrangente

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Mauro Augusto da Rosa, Dr.

Florianópolis

2024

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática da Biblioteca
Universitária da UFSC

Chitacumula, Argentino Elvêncio
Conhecimentos mínimos necessários para elaboração de
projeto mecânico de linhas aéreas de transmissão de
energia: uma abordagem abrangente / Argentino Elvêncio
Chitacumula ; orientador, Mauro Augusto Da Rosa, 2024.
70 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro
Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica,
Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Projetos de Linhas Aéreas de
Transmissão de Energia. I. Da Rosa, Mauro Augusto. II.
Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em
Engenharia Elétrica. III. Título.

Argentino Elvencio Chitacumula

**Conhecimentos Mínimos Necessários Para Elaboração De Projeto Mecânico De Linha
Aéreas De Transmissão De Energia: Uma Abordagem Abrangente**

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 04 de agosto de 2024.

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof. Mauro Augusto da Rosa, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Gabriel Bolacell, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Engenheiro Eduardo Cardoso Toniazzo, Me.
Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado aos meus pais, Argentino Mário Chitacumula e Jacinta António. Dedico também a minha amada esposa Aline Chitacumula.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Deus supremo, pela dádiva e privilégio de viver concedido;

A minha querida esposa, Aline Chitacumula, por ser o pilar da minha vida e por sempre estar comigo nos momentos mais difíceis.

À minha família em Angola, por acreditarem no potencial que existe dentro de mim.

À Elastri Engenharia por abrir a porta do mundo de linhas de transmissão e me dar a oportunidade de poder fazer parte desse setor tão importante para o desenvolvimento do mundo.

Ao povo brasileiro por me receber de braços abertos em sua nação.

O progresso é impossível sem mudança, e aqueles que não conseguem mudar suas mentes não conseguem mudar nada. (SHAW,1945)

RESUMO

O presente trabalho investiga os conhecimentos essenciais para a elaboração de projetos mecânicos de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica. A pesquisa objetiva estabelecer os saberes fundamentais para o desenvolvimento desses projetos e compreender os aspectos técnicos relacionados à sua execução. Utilizando-se de literatura especializada e trabalhos acadêmicos da área, são abordados aspectos da fase dos estudos de planejamento desenvolvidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e são consideradas as divisões do projeto de uma linha de transmissão, nomeadamente os projetos de cabos, projeto das torres de suportes e projeto de fundações. Identificou-se que o planejamento é uma fase crítica, onde se avaliam as condições de projeto e se realizam estudos de viabilidade econômica que podem durar até uma década. Revelou-se que o projeto mecânico de cabos e alocação de torres é das etapas mais complexas, influenciado por variáveis climáticas e topográficas, sendo também crucial para a otimização econômica do empreendimento. Observou-se ainda que o projeto de torres é selecionado com base em critérios técnicos derivados do projeto de cabos e locação das estruturas. Aspectos estabelecidos nas etapas de projeto mecânicos de cabos e torres formam a base para o projeto de fundação. Os locais dos suportes e a formação do terreno são conhecidos a partir de investigações topográficas e geotécnicas. A engenharia de linhas de transmissão é um campo multidisciplinar exigente, onde o engenheiro eletricista deve possuir conhecimentos interdisciplinares para garantir a eficiência técnica e econômica dos projetos a serem implantados.

Palavras-chave: Linhas Aéreas de Transmissão. Projeto Mecânico de Cabos. Projeto de Fundação.

ABSTRACT

This study investigates the essential knowledge required for the design of mechanical projects for overhead electric power transmission lines. The research aims to establish the fundamental knowledge necessary for the development of these projects and to understand the technical aspects related to their execution. By utilizing specialized literature and academic works in the field, the study addresses aspects of the planning phase developed by the Energy Research Company (EPE) and considers the divisions of the mechanical design of a transmission line, namely cable design, support tower distribution, tower design, and foundation design. It was identified that planning is a critical phase where project conditions are assessed, and economic feasibility studies are conducted, which can last up to a decade. It was revealed that the mechanical design of cables and tower allocation is one of the most complex stages, influenced by climatic and topographical variables, and is also crucial for the economic optimization of the enterprise. Additionally, it was observed that tower design is selected based on technical criteria derived from the cable and structure allocation projects. Aspects established in the mechanical design stages of cables and towers form the basis for the foundation design. The locations of the supports and the terrain formation are known from topographical and geotechnical investigations. Transmission line engineering is a demanding multidisciplinary field where the electrical engineer must possess interdisciplinary knowledge to ensure the technical and economic efficiency of the projects to be implemented.

Keywords: Overhead Transmission Lines, Mechanical Cable Design, Foundation Design.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Consumo de Energia por Pais, dados de 2005.....	15
Figura 2 - Sistema: ativos existentes + ativos planejados	16
Figura 3 - Ativos planejados.....	17
Figura 4 - Fluxograma da elaboração dos relatórios técnicos R1 a R5	24
Figura 5 – Vãos isolados com postes a mesma altura	30
Figura 6 - Decomposição das forças atuantes	31
Figura 7 - Torres a diferentes alturas.....	35
Figura 8 - Vão desnivelado.....	37
Figura 9 - Vãos intermediários igualmente espaçados	39
Figura 10 - Vãos intermediários espaçamento desigual	41
Figura 11 - Sucessão de vãos desiguais e alturas desiguais	42
Figura 12 - Torres de linha de transmissão	48
Figura 13 - Torre de suspensão	49
Figura 14 - Torre de ancoragem e de tensão angular	51
Figura 15 - Boletim de sondagem	57
Figura 16 - Esforço de compressão	60
Figura 17 - Esforço de tração	60
Figura 18 - Esforço de flexão	61
Figura 19 - Esforços de torção.....	61
Figura 20 - Força de cisalhamento	61
Figura 21 - Forças de empuxo	62
Figura 22 - Ligação entre a torre autoportante e fundação.....	64
Figura 23 - Esquemático de tubulão sem base com stub.....	65
Figura 24 - Esquemático da sapata com fuste com mesma inclinação que o stub.	66
Figura 25 - Mapa mental: planejamento e projeto.....	68

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Resumo das etapas do planejamento.....	20
Quadro 2 - Solos comumente encontrados de acordo com EN 50341-1.....	58

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Coeficientes de ponderação das cargas para estado-limite de falha.....54

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas

IBGE Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

EPE Empresa de Pesquisa Energética

LT Linha de Transmissão

SUMÁRIO

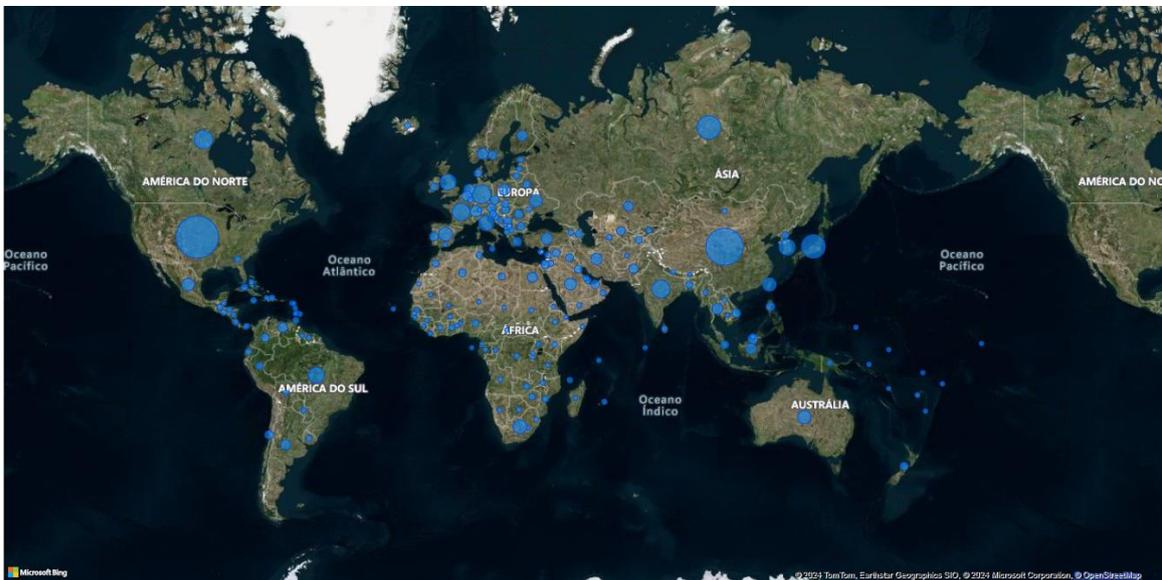
1	INTRODUÇÃO.....	15
1.1	OBJETIVOS.....	18
1.1.1	Objetivo Geral.....	18
1.1.2	Objetivos Específicos	18
2	planejamento de transmissão.....	19
2.1	Objetivos do Planejamento	19
2.1.1	Etapas do planejamento	20
2.1.1.1	<i>Planejamento à longo prazo</i>	<i>20</i>
2.1.1.2	<i>Planejamento à médio prazo</i>	<i>20</i>
2.1.2	Planejamento à curto prazo	21
2.2	planejamento da TRANSMISSÃO NO CONTEXTO BRASILEIRO.....	21
2.2.1	Relatório R1 – Viabilidade Técnico-Económica e Socioambiental	21
2.2.2	Relatório R2 – Detalhamento da Alternativa de Referência	22
2.2.3	Relatório R3 – Caracterização e Análise Socioambiental	23
2.2.4	Relatório R4 – Requisitos do sistema circunvizinhos	23
2.2.5	Relatório R5 – Análise da diretriz preferencial	23
2.3	elementos básicos para projeto mecânico de linhas aéreas de transmissão	24
3	projeto cabos e de distribuição de torres de suporte	27
3.1	Flechas máximas dos cabos	28
3.2	COMPORTAMENTO MECÂNICO DOS CONDUTORES.....	29
3.2.1	Torres a mesma altura – vãos isolados	29
3.2.1.1	<i>Cálculo das flechas.....</i>	<i>32</i>
3.2.1.2	<i>Aproximação da equação da catenária</i>	<i>33</i>
3.2.1.3	<i>Comprimento do cabo.....</i>	<i>34</i>
3.2.2	Torres a diferentes alturas	34

3.2.2.1	<i>Comprimento dos cabos em vão desnivelados</i>	37
3.2.3	Vãos contínuos	39
3.3	ROTEIRO PARA CALCULO DE FLECHAS E TENSÕES	43
4	PROJETO DE TORRES E SUPORTES	46
4.1	estruturas.....	46
4.2	TIPOS DE TORRES.....	47
4.2.1	Torres de suspensão	49
4.2.2	Torres de Mudança de Direção	50
4.3	Seleção do Tipo de Torre.....	51
4.3.1	Geometria do topo da torre	54
5	PROJETOS DE FUNDAÇÕES	56
5.1	Esforços nas fundações.....	59
5.1.1	Tipos de esforços	60
5.2	Forças solicitantes e reações do terreno.....	62
5.3	CONEXÃO entre a torre e a fundação	63
5.4	Fundações mais usadas em linha de transmissão	64
5.4.1	Fundação tipo tubulão	64
5.4.2	Fundação tipo sapata	66
6	CONCLUSÃO	68
7	RECOMENDAÇÕES PARA PESQUISAS FUTURAS	69
	REFERÊNCIAS	70
	ANEXO A – Distâncias mínimas ao longo do vão e na torre	73

1 INTRODUÇÃO

A eletricidade está na base do desenvolvimento tecnológico. O bem estar e progresso das sociedades dependem fortemente da disponibilidade de energia elétrica. O sistema elétrico é uma estrutura complexa, sendo composto pelos sistemas de geração, sistemas de transmissão e sistemas de distribuição. Abaixo, a Figura 1 ilustra o consumo de eletricidade (MegaWatt-hora/Ano) por país, mostrando que os países desenvolvidos são os que apresentam o maior consumo de energia.

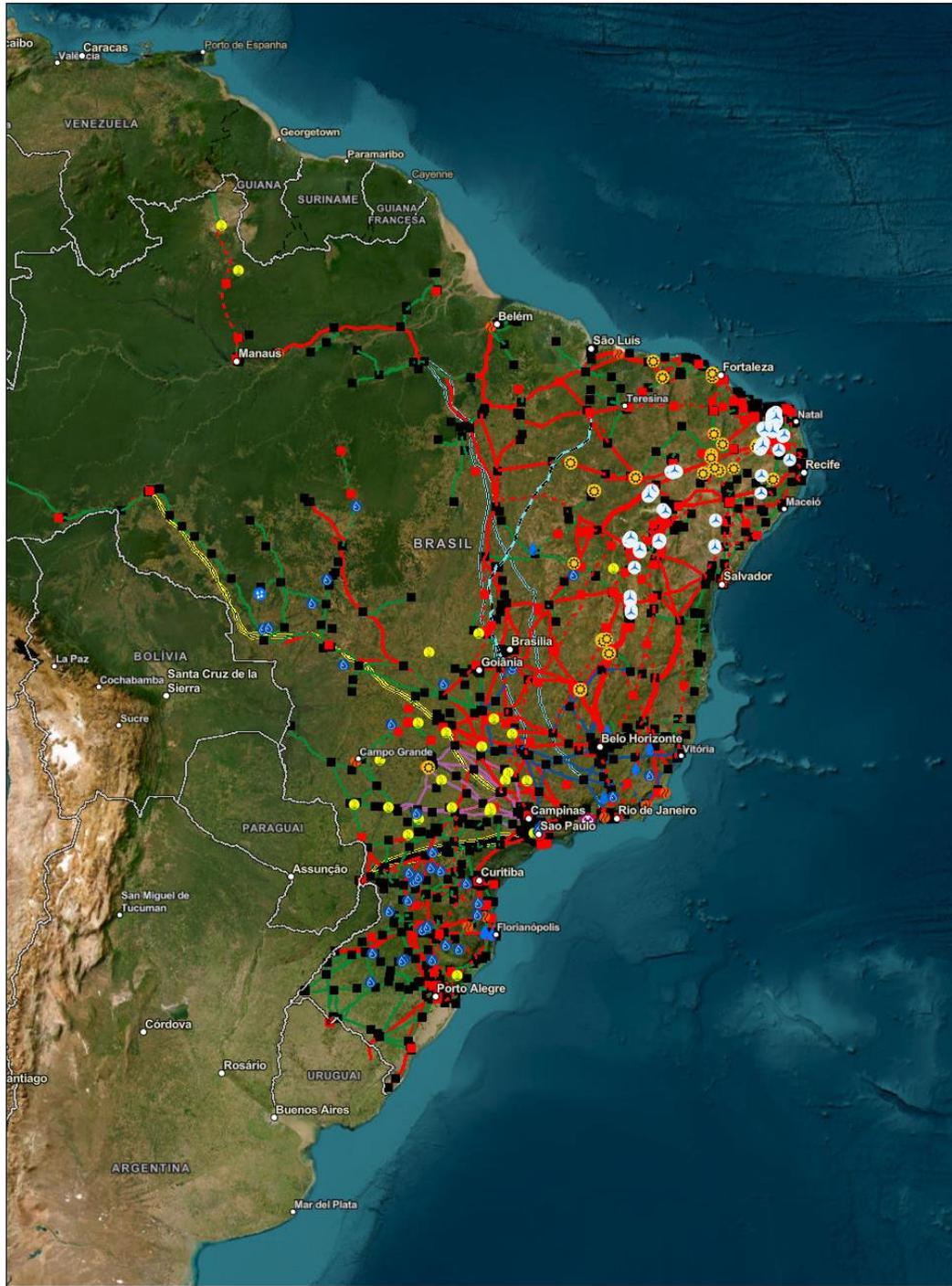
Figura 1 - Consumo de Energia por País, dados de 2005



Fonte: dados Wikipedia,2024

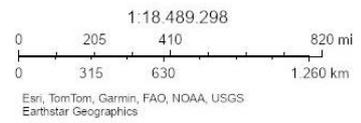
O sistema de transmissão é responsável pela transferência de potência dentro sistema elétrico. Esse objetivo é alcançado através de linhas de transmissão que conectam fontes de energia ao sistema, interconectam várias áreas do sistema. De acordo com ABRAPCH (2023) A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) projeta investimentos de R\$ 56,2 bilhões em novas linhas de transmissão e subestações. E de acordo O Globo (2022) O futuro do setor elétrico passa também pela evolução da transmissão. Com mais de 170 mil quilômetros de linhas cortando todas as regiões do Brasil, o sistema de transmissão deverá crescer cerca de 23%, segundo EPE (2022), passando de 179 mil para 220 mil km. A Figura 2 ilustra o atual sistema de transmissão brasileiro e ativos planejados pela EPE.

Figura 2 - Sistema: ativos existentes + ativos planejados



7/1/2024, 12:07:14 PM

- Linhas de Transmissão - Expansão Planejada
 - 800 kV
 - 500 kV; 525 kV
 - 440 kV
 - 345 kV
 - 230 kV
- Subestações - Expansão Planejada
- ⊙ UTE Nuclear - Expansão Planejada
- UTE Fóssil - Expansão Planejada
- UTE Biomassa - Expansão Planejada
- CGH - Expansão Planejada
- PCH - Expansão Planejada
- UHE - Expansão Planejada
- UFV - Expansão Planejada
- ▲ EOL - Expansão Planejada

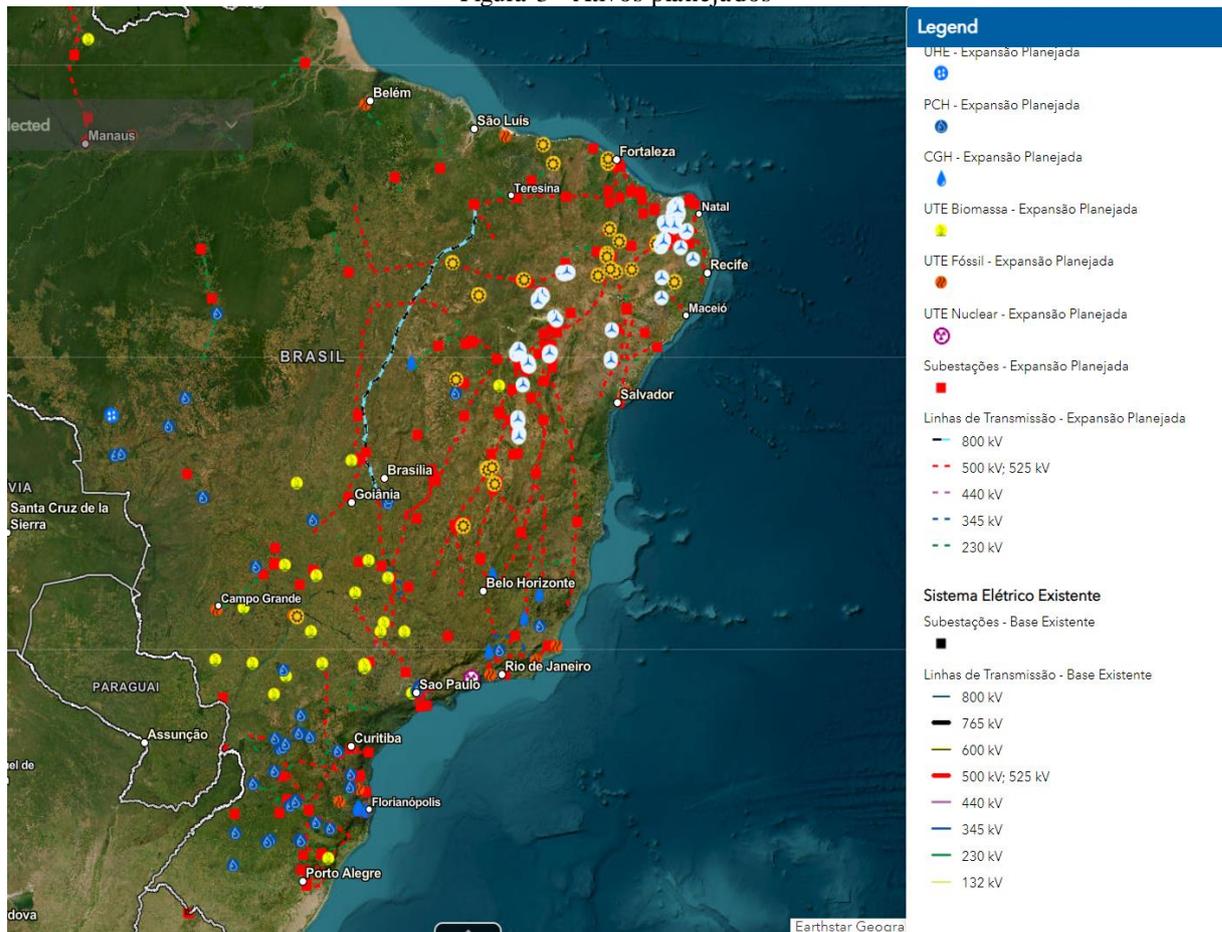


Webmap EPE

Fonte: Webmap EPE, 2024

Com o mundo caminhando rumo a transição energética, com a entrada de novas fontes para o sistema, está surgindo a demanda para atualização da rede básica de transmissão. De acordo com Solomon (2023), esses cenários de alto crescimento da carga e de alta eletricidade limpa exigiriam a construção de 146.000 km de novas linhas de transmissão de alta tensão até 2035 nos Estados Unidos da América. Para ilustração do cenário Brasileiro, observamos na Figura 3, o planejamento de novos ativos para década 2022-2032

Figura 3 - Ativos planejados



Fonte: Webmap EPE, 2024

Durante o curso de graduação em engenharia elétrica são tratados aspectos relativos à transferência de potência de uma linha, estudos de curto-circuito e outros estudos de natureza elétrica, porém, pouco é abordado sobre os aspectos construtivos, físicos e geométricos das linhas de transmissão, que dão origem aos parâmetros elétricos. A presente monografia trata dos principais aspectos construtivos de uma linha de transmissão, abordando sobre os

conhecimentos mínimos para elaboração de projetos mecânicos de linhas aéreas de transmissão, desde a etapa de planejamento até a implantação.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

Estabelecer os conhecimentos mínimos necessário para elaboração de projeto mecânico de linhas aéreas de transmissão de energia.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Compreender os aspectos mecânicos relacionados às linhas aéreas de transmissão.
- Compreender o papel da empresa de pesquisa energética no planejamento da rede básica de transmissão

2 PLANEJAMENTO DE TRANSMISSÃO

A transmissão de potência elétrica tem sido ao longo dos anos, e continuará sendo uma das mais importantes áreas do grande sistema elétrico de potência. Tendo em conta a complexidade do sistema, os estudos de planejamento assumem um papel importante na definição do sistema bem como a sua expansão. Por serem envolvidas diversas variáveis no processo, os estudos de planejamento devem começar com alguns anos de antecedência antes da implantação de novo ativo. Desse jeito, diz-se que um projeto de linha de transmissão de energia tem seu início na etapa de planejamento, sendo que muitas outras etapas são necessárias desde a concepção até a energização de um de um ativo de transmissão.

A concepção de um ativo de transmissão, bem como instalações inerentes a elas, nomeadamente as subestações de energia começam com *estudos de planejamento de longo prazo*, onde são avaliadas as condições básicas, progredindo para os *estudos de planejamento de médio prazo* e têm seus detalhamentos finais na *etapa de planejamento de curto prazo*.

É necessário a realização de estudos complementares de avaliação de desempenho do sistema durante a etapa de estudos preliminares de uma nova linha de transmissão. Estudos como necessidade de compensação reativa, fluxo de potência e estabilidade, necessidade de transposição da rede, comutação de sobretensões de surto são efetuados e finalmente é processado o design básico da linha. As últimas etapas consistem na realização e aprovação de estudos de impactos ambientais.

2.1 OBJETIVOS DO PLANEJAMENTO

O planejamento de transmissão tem como objetivo principal definir um sistema de transmissão ou sua expansão para responder a demanda energética com parâmetros de qualidade e confiabilidade mínima necessária no menor custo possível. O quadro 1 abaixo apresenta o resumo das etapas do planejamento e das variáveis envolvidas em cada um dos períodos de forma generalizada. É importante notar que a definição das etapas do planejamento pode variar de acordo a realidade de cada sistema.

Quadro 1 - Resumo das etapas do planejamento

	Longo Prazo	Médio Prazo	Curto Prazo
Horizonte (Anos)	15	10	3
Aspectos a serem considerados	Potência Necessária Sobrecargas Estabilidade	Potência Necessária Sobrecargas Estabilidade Níveis de tensão Curto-Circuito	Potência Necessária Sobrecargas Estabilidade Níveis de tensão Curto-Circuito
Parâmetros a serem definidos	Capacidade Níveis de tensão Áreas de terminação	Capacidade Perdas Tensão de operação Anos de operação	Lista de restrições operacionais Necessidades de melhoria
Tamanho do Modelo	Área ou região de cobertura	Sistema interconectado	Sistema Utilitário

Fonte: Overhead Power Lines: Planning, Design, Construction, 2018.

2.1.1 Etapas do planejamento

2.1.1.1 Planejamento à longo prazo

O planejamento a longo prazo é uma ferramenta importante no mundo de projetos de linha de transmissão, pois é nessa etapa onde são definidas a estrutura básica do futuro sistema elétrico. Segundo Kiessling et al., (2022), essa etapa compreende um longo horizonte na faixa de 15 à 30 anos. Esse planejamento é sujeito a revisões, pois, podem ocorrer mudanças nas variáveis estratégicas.

2.1.1.2 Planejamento à médio prazo

O planejamento do sistema à médio prazo consiste em um horizonte de 10 à 15 anos, onde normalmente são definidas as características básicas do sistema, como tensão das linhas mais importantes e estudos de subestações. Um programa de expansão é adotado, que depende

de outros estudos complementares. Essa etapa de planejamento deve ser frequentemente revisada, pois podem acontecer mudanças em aspectos importantes envolvidos no processo, como estado do mercado energético, viabilidade econômica, programas e geração de energia.

2.1.2 Planejamento à curto prazo

O planejamento à curto prazo é a etapa que segue na eminência da implantação de um ativo no sistema. É nessa etapa onde são analisadas as necessidades urgentes do sistema, como a antecipação de datas de operação de novas instalações, a necessidade de aumentar ou atualizar linhas existentes.

2.2 PLANEJAMENTO DA TRANSMISSÃO NO CONTEXTO BRASILEIRO

Segundo EPE (2024) os estudos de planejamento para a expansão da transmissão, são registrados nos Relatórios R, desempenham um papel crucial na evolução da rede elétrica do país. Essas análises identificam, concebem e detalham os reforços essenciais para garantir o fornecimento adequado de energia elétrica, assegurando confiabilidade e eficiência para os consumidores.

No planejamento de uma linha de transmissão, a EPE produz diversos relatórios que desempenham papéis específicos. A seguir, apresenta-se a descrição de cada relatório.

- R1: Relatório que demonstra a viabilidade técnico-econômica e socioambiental da instalação
- R2: Relatório que apresenta detalhamento técnico das alternativas
- R3: Relatório que apresenta a diretriz do traçado para as linhas de transmissão e estabelece as localizações das subestações inerentes a linha, bem como análise socioambiental associada.
- R4: Relatório onde é apresentado os requisitos do sistema circunvizinho
- R5: Análise da alternativa preferencial

2.2.1 Relatório R1 – Viabilidade Técnico-Econômica e Socioambiental

Nesse relatório, é demonstrada a viabilidade técnico-econômica e socioambiental do projeto, um comparativo com outras alternativas é feito com o intuito de demonstrar a sua competitividade. Os principais estudos conduzidos nessa etapa são:

- Estudos de fluxo de potência;

- Estudos de estabilidade de tensão em regime permanente;
- Estudos de energização em regime permanente;
- Estudos de rejeição de carga em regime permanente;
- Estudos de viabilidade eletromecânica;
- Estudos de Curto-Circuito;
- Definição de compensação reativa série e em derivação;
- Definição de utilização de religamento monopolar;
- Análise dos aspectos socioambientais.

2.2.2 Relatório R2 – Detalhamento da Alternativa de Referência

No relatório R2 é feito o detalhamento das características técnicas do projeto de transmissão, ele contempla aspectos técnicos como:

- Características das linhas de transmissão (tensão, capacidade de carga);
- Subestações associadas à linha;
- Traçado da linha;
- Equipamentos e materiais – Definição do condutor económico;
- Estudos de estabilidade eletromecânica;
- Estudos de curto-circuito e coordenação de proteção.
- Análise do gradiente visual

Esse relatório é encaminhado ao órgão regulador do mercado energético para elaboração de edital de licitação.

2.2.3 Relatório R3 – Caracterização e Análise Socioambiental

Esse relatório contém a análise dos impactos sociais e ambientais associados ao traçado e à localização das instalações. Define o percurso exato das linhas, considerando aspectos como topografia, obstáculos naturais, áreas urbanas e ambientais. Indica os locais estratégicos para a implantação das subestações, levando em conta a proximidade com as LTs e a demanda energética.

2.2.4 Relatório R4 – Requisitos do sistema circunvizinhos

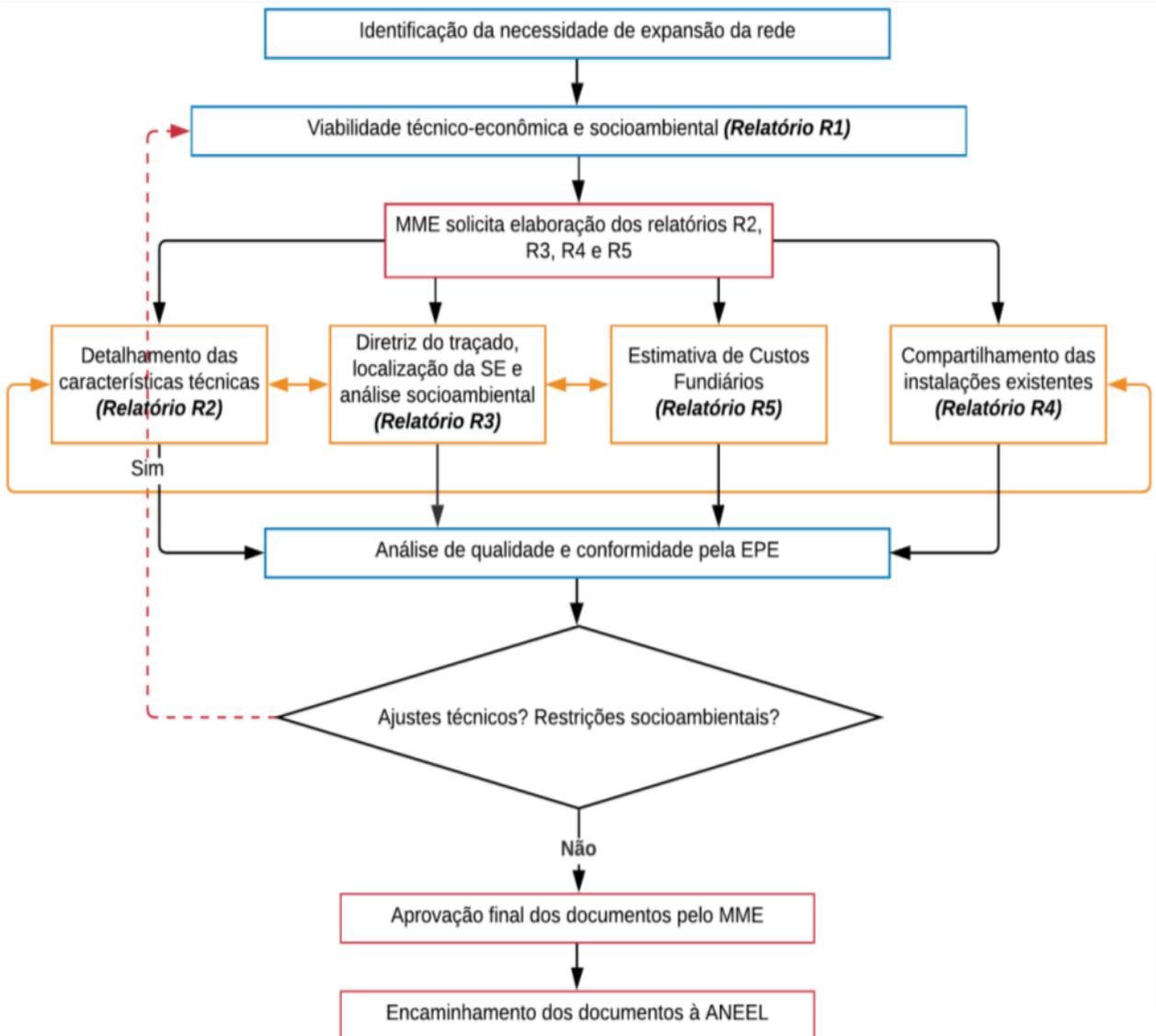
O Relatório R4 define os requisitos para garantir o adequado compartilhamento entre as instalações existentes e a nova obra. Isso é essencial para manter a operação harmoniosa do sistema elétrico. São abordadas questões como identificação das obras necessárias em subestações adjacentes para adequação do sistema de proteção e comunicação e requisitos de supervisão e controle da instalação.

2.2.5 Relatório R5 – Análise da diretriz preferencial

Relatório R5 apresenta a estimativa dos custos relacionados à aquisição de terras onde a nova instalação será implantada. Incluindo os gastos associados à obtenção de áreas onde serão implantadas as linhas de transmissão e subestações. É realizada uma análise criteriosa das interferências na diretriz preferencial, incluindo benfeitorias reprodutivas (construções produtivas), benfeitorias não reprodutivas (construções não produtivas). São realizados estudos de pesquisa de mercado para avaliar o valor das terras, culturas e construções na região.

A Figura 4 abaixo apresenta o fluxograma de elaboração dos relatórios R1 à R5, durante a etapa do planejamento de transmissão pela EPE.

Figura 4 - Fluxograma da elaboração dos relatórios técnicos R1 a R5



Fonte: EPE, 2023. Acesso em <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao>.

2.3 ELEMENTOS BÁSICOS PARA PROJETO MECÂNICO DE LINHAS AÉREAS DE TRANSMISSÃO

O trabalho no projeto mecânico se inicia após a etapa de planejamento, onde se dá o estudo de otimização para escolha da melhor alternativa. O projeto a ser executado obedecerá, então, os parâmetros assim determinados.

Entende-se por projeto mecânico de uma linha de transmissão, a determinação de todos os esforços atuantes sobre os elementos de que se compõe (Fuchs et al., 1982, Labegalini et.,

1982, Almeida et al., 1982.). São consideradas divisões ou fases durante o projeto mecânica de uma linha de transmissão:

- Projetos de cabos e de distribuição de torres de suporte
- Projeto das torres de suportes
- Projeto de fundações

3 PROJETO CABOS E DE DISTRIBUIÇÃO DE TORRES DE SUPORTE

As variações das condições atmosféricas das diferentes regiões por onde passam uma determinada linha de transmissão são os causadores principais das diferentes solicitações mecânicas na linha, então, dados das grandezas acima referida, são coletados em postos de observação meteorológica das regiões de interesse, isso é, regiões por onde passa o traçado da linha.

Por se tratarem de fenômenos meteorológicos, os quais a natureza de acontecimento se dá de forma aleatória, e por consequência, só podem ser analisados e quantificados por processos estatísticos e probabilísticos. Requerendo um grande número de registros, elaborados no decorrer de um grande período de tempo. As hipóteses dos esforços mecânicos são estabelecidas com base nas informações de temperatura e velocidades do vento coletadas. Os dados de temperatura são analisados, com o objetivo de se mensurar:

- Valores das máximas temperaturas anuais;
- Valores das mínimas temperaturas anuais;
- Valores das temperaturas médias anuais.

Os dados de vento são analisados, com o objetivo de se mensurar as velocidades máximas anuais de vento.

Na formulação dos projetos de linhas de transmissão, são considerados no mínimo três (3) condições nos quais os esforços mecânicos ocorrem:

- 1- Condição de carga de maior duração: Nessa condição estão associados os esforços atuantes quando a linha estiver sob ação de uma temperatura do ar correspondente ao seu valor médio sem estar sob efeito de vento.
- 2- Condição de carga de flecha mínima: Essa condição está associada aos esforços atuantes quando a linha estiver sob à menor temperatura que pode ocorrer, considerando um período de 50 anos.
- 3- Condição de carga de vento máximo: Essa condição corresponde àquela que mais solicita os elementos da linha, pois considera a linha sob ação dos ventos de máxima intensidade, com a temperatura coincidente, que correspondem a média das temperaturas mínimas.

3.1 FLECHAS MÁXIMAS DOS CABOS

A distribuição das estruturas (torres) das linhas no terreno é realizada com base em um projeto, no qual as estruturas são posicionadas de acordo com o perfil longitudinal da faixa de servidão, desenhado a partir do levantamento topográfico realizado.

A posição de cada torre é determinada considerando vários fatores, como sua altura, a topografia do terreno, as alturas de segurança necessárias e a curva que os cabos formarão quando estiverem com sua máxima flecha. Independentemente do método utilizado (projetos manuais ou computadorizado), o objetivo é sempre alcançar uma distribuição otimizada que resulte no menor custo em termos de estruturas e fundações.

Os alongamentos permanentes que os cabos das linhas podem experimentar durante o serviço são resultado de suas propriedades elásticas. Compreender essas características é crucial para calcular sua magnitude. Além das características físicas, como dimensões, seção transversal, diâmetro e peso por unidade de comprimento, o estudo do comportamento mecânico dos cabos requer conhecimento da carga de ruptura, do coeficiente e expansão térmica e do módulo de elasticidade dos cabos. As informações sobre essas grandezas normalmente estão disponíveis nos catálogos dos fabricantes de cabos condutores. Esses catálogos fornecem valores médios com base em um grande número de medições realizadas em lotes de amostras de condutores. No entanto, é importante lembrar que esses valores podem variar.

A NBR 5422 permite uma tolerância nos valores médios, conforme descrito abaixo:

Peso Médio: A tolerância no peso médio dos condutores é da ordem de mais ou menos 2%. Isso significa que o peso real de um condutor pode variar dentro dessa faixa em relação ao valor médio especificado. Essa variação é considerada normal e está dentro dos padrões aceitáveis.

Diâmetro: A tolerância no diâmetro dos condutores é da ordem de mais ou menos 1%. Essa variação também é esperada e está dentro dos limites aceitáveis.

3.2 COMPORTAMENTO MECÂNICO DOS CONDUTORES

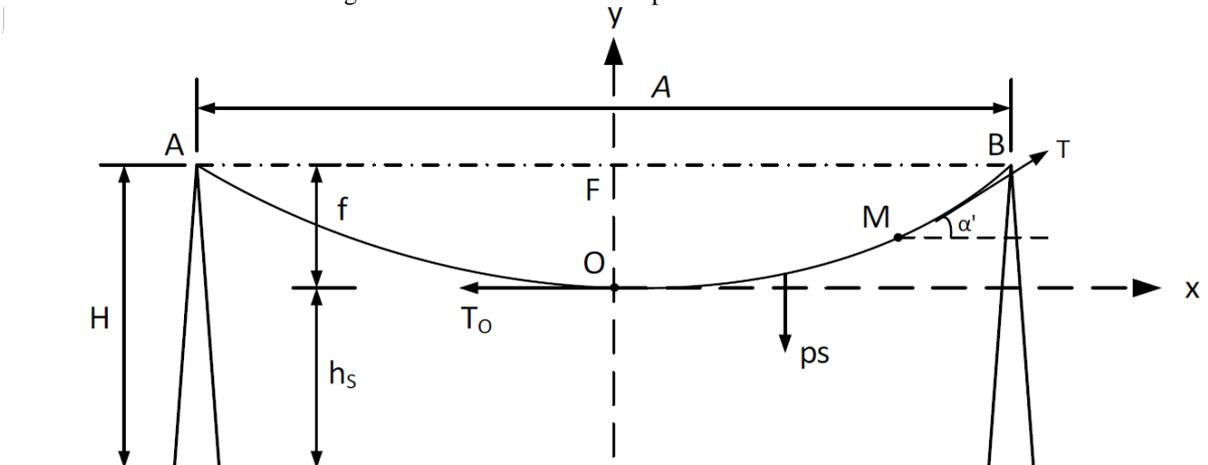
Ao estabelecer uma linha aérea, é muito importante que os condutores estão sob tensão segura. Se os cabos estiverem muito esticados entre os suportes visando economizar material, a tensão no condutor pode atingir valor inseguro e, em certos casos, o condutor pode quebrar devido à tensão excessiva. A fim de permitir tensão segura nos condutores, eles não são totalmente esticados, mas são permitidos para ter um mergulho ou afundamento, que no universo de linhas de transmissão é chamado de flecha.

3.2.1 Torres a mesma altura – vãos isolados

Uma corrente composta por elos iguais, quando estendida entre dois pontos suficientemente elevados para não tocar o solo, assume uma forma característica. Essa forma é conhecida como catenária, derivada do termo latino “catena” (que significa “corrente”). Além disso, é importante ressaltar que essa corrente pode ser substituída por um fio. Se um fio for suficientemente flexível e inelástico, mantendo o mesmo peso por metro linear que uma corrente, ele pode ser suspenso entre dois pontos sem alterar a forma da curva. Os condutores das linhas aéreas de transmissão, geralmente constituídos por cabos, são considerados suficientemente flexíveis quando os pontos de suspensão estão razoavelmente afastados entre si. Isso permite que eles descrevam, quando suspensos, curvas semelhantes a catenárias. Os pontos de suspensão dos condutores de uma linha aérea podem estar à mesma altura ou, mais frequentemente, em alturas diferentes.

Consideremos a figura 2, que representa um condutor suspenso entre dois suportes rígidos, A e B, separados por uma distância A . Essa distância é comumente chamada de vão. Como os pontos A e B estão à mesma altura, a curva descrita pelo condutor será simétrica, e seu ponto mais baixo, o vértice O, está localizado sobre um eixo que passa pela meia-distância entre A e B.

Figura 5 – Vãos isolados com postes a mesma altura



Fonte - Slides de aula Transmissão de energia elétrica - UFSC, 2024.

A distância entre os postes (vão) e a temperatura, são fatores que determinam o comprimento da flecha. Outro fator que também influencia no tamanho da flecha são as trações aplicadas nos pontos A e B. Na figura 2, vemos que a altura h_s altura de segurança, que é estabelecida pela NBR5422, dependendo de fatores como nível de tensão da rede e da topografia do terreno.

Para o estudo das características mecânicas do arranjo mostrado na figura 2 acima, temos:

P – Peso unitário [kgf/m]

L – Comprimento do cabo [m]

Vamos considerar os eixos OX e OY, aos quais relacionaremos a equação de equilíbrio. Suponhamos que M seja um ponto qualquer da curva que limita um comprimento de condutor $OM = s$. Esse segmento de condutor estará em equilíbrio sob a ação das forças que atuam sobre ele. Essas forças incluem o peso do condutor (ps), a tração no ponto O (denominada T_o e com direção tangente à curva em O, ou seja, horizontal) e a tração T (com direção tangente à curva em M, formando um ângulo α com a horizontal).

Fazendo a projeção das componentes dessas forças:

$$T \cdot \sin \alpha = p \cdot s, \text{ no eixo } x; \quad (3.1)$$

$$T \cdot \cos \alpha = T_o, \text{ no eixo } y. \quad (3.2)$$

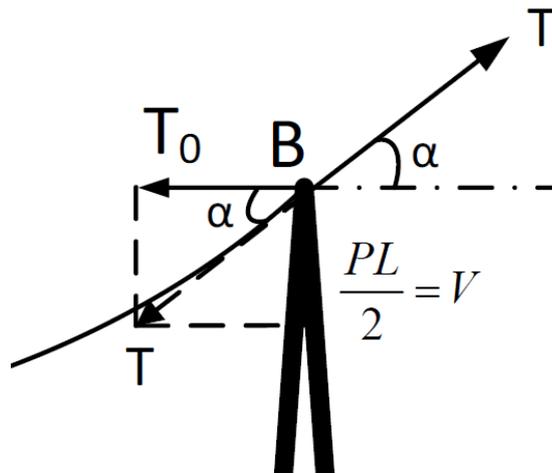
Se, em vez de considerarmos um segmento de comprimento s da curva, optarmos por analisar todo o ramo $OB = L/2$, o ponto M se deslocará até o ponto B. Nesse novo cenário, a força T passará a ser tangente à curva no ponto B. As equações 3.1 e 3.2 serão modificadas da seguinte forma:

$$T \cdot \sin \alpha = P \cdot \frac{L}{2} \quad (3.3)$$

$$T \cdot \cos \alpha = T_0 \quad (3.4)$$

A força T equilibra as demais, ela é representada como a reação da estrutura à força no sistema. Essa reação é crucial para manter o equilíbrio das forças atuantes.

Figura 6 - Decomposição das forças atuantes



Fonte - Slides de aula Transmissão de energia elétrica - UFSC, 2024.

Temos na horizontal:

$$T_0 = T \cdot \cos \alpha \quad (3.5)$$

Temos na vertical:

$$V = T \cdot \sin \alpha = \frac{P \cdot L}{2} \quad (3.6)$$

De 2.5, temos

$$T = \frac{T_0}{\cos \alpha} \quad (3.7)$$

Dividindo 3.5 por 3.6, temos:

$$\tan \alpha = \frac{pS}{T_0} \quad (3.8)$$

Para garantir a segurança, várias normas estabelecem limites para os esforços máximos de tração permitidos nos cabos condutores. A NBR 5422/85, por exemplo, define essas limitações com base na carga de ruptura dos cabos, seguindo a relação:

$$T_{max} = k \cdot T_{rup} \quad (3.9)$$

Nesse contexto, T_{max} representa o esforço máximo de tração, k é um fator específico e T_{rup} é a carga de ruptura dos cabos. Essa equação é fundamental para garantir a integridade e a segurança das estruturas.

3.2.1.1 Cálculo das flechas

O cálculo das flechas dos cabos em linhas de transmissão é fundamental para garantir a segurança e o desempenho adequado do sistema. Abaixo se apresenta a dedução da expressão matemática que modela a catenária (Labegalini; Fuchs; Almeida, 1992, p. 153).

Da Figura 6, obtemos:

$$\tan \alpha = \frac{ps}{T_0} \quad (3.8)$$

Sabendo que

$$\tan \alpha = \frac{dy}{dx} = z \quad (3.10)$$

Temos então,

$$z = \frac{ps}{T_0} \quad (3.11)$$

Diferenciando (2.11) temos:

$$dz = \frac{p}{T_0} ds = \frac{p}{T_0} \sqrt{dx^2 + dy^2} \quad (3.12)$$

ou

$$\frac{dz}{\sqrt{1+z^2}} = \frac{p}{T_0} dx \quad (3.13)$$

Integrando a equação 2.13, temos:

$$\log_e(\pm Z + \sqrt{1+z^2}) + c = \pm \frac{p}{T_0} x + c \quad (3.14)$$

As constantes de integração na equação 2.14 são nulas, pois para $x = 0$, $z = 0$. então, de (2.14) obtemos: $Z + \sqrt{1+z^2} = e^{\frac{p}{T_0}x}$ e $-Z + \sqrt{1+z^2} = e^{-\frac{p}{T_0}x}$. Subtraindo os membros, obtemos:

$$Z = \frac{e^{\frac{p}{T_0}x} - e^{-\frac{p}{T_0}x}}{2} = \sinh\left(\frac{x}{\frac{T_0}{p}}\right) \quad (3.15)$$

Como $\frac{dy}{dx} = z$, obtemos por integração

$$y = \frac{T_0}{p} \cosh\left(\frac{x}{\frac{T_0}{P}}\right) + c, \text{ para } x = 0, y = 0, \cosh 0 = 1, \text{ logo, } C = -\frac{T_0}{p}, \text{ então}$$

$$y = \frac{T_0}{p} \left[\cosh\left(\frac{x}{\frac{T_0}{P}}\right) - 1 \right] \quad (3.16)$$

A equação 2.16 é a equação da catenária. Chamando $C_1 = \frac{T_0}{P}$, obtemos

$$y = C_1 \left[\cosh\left(\frac{x}{C_1}\right) - 1 \right] \quad (3.17)$$

3.2.1.2 Aproximação da equação da catenária

Podemos usar série de Taylor para obtermos uma soma de polinómio equivalente a equação 3.17, o termo $\cosh\left(\frac{x}{C_1}\right)$ pode ser desenvolvido em série, ficando:

$$\cosh\left(\frac{x}{C_1}\right) = 1 + \frac{x^2}{2C_1^2} + \frac{x^4}{4!C_1^4} + \frac{x^6}{6!C_1^6} + \dots + \frac{x^n}{n!C_1^n} \quad (3.18)$$

Em linhas de transmissão reais, o valor de C1 frequentemente é muito elevado, com magnitude superior a 1000. Isso resulta em rápida convergência dessa série. Nessas circunstâncias, é comum utilizar apenas os dois primeiros termos da série, fazendo essa substituição na equação 2.19.

$$y = C_1 \left[1 + \frac{x^2}{2C_1^2} - 1 \right] \quad (3.18a)$$

$$y = \frac{x^2}{2C_1} = \frac{px^2}{2T_0} \quad (3.18b)$$

Observamos que a 2.19 é a equação de uma parábola.

Para o cálculo do comprimento da flecha, isso é, o segmento OF, da figura 2, tomemos como base a equação 2.17 e a análise da Figura 5, temos então:

$$x = \frac{A}{2} \text{ e } y = f \quad (3.19)$$

$$f = C_1 \left[\cosh\left(\frac{A}{2C_1}\right) - 1 \right] \quad (3.20)$$

Para a parábola usamos a mesma lógica de raciocínio.

$$f = \frac{pA^2}{8T_0} \quad (3.21)$$

3.2.1.3 Comprimento do cabo

De acordo com Labegalini et al. (1992), o comprimento de um cabo (arco) é dado por:

$$L = \int_{x_1}^{x_2} \left[1 + \left(\frac{dy}{dx} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} dx \quad (3.22)$$

Conforme (3.10) e (3.11), $\frac{dy}{dx} = \sinh\left(\frac{x}{c_1}\right)$

Como

$$\cosh\left(\frac{x}{c_1}\right) = \sqrt{1 + \sinh^2\left(\frac{x}{c_1}\right)} \quad (3.22a)$$

Integrando, encontramos o comprimento entre o vértice e um ponto de abscissa x:

$$L_x = c_1 \sinh\left(\frac{x}{c_1}\right) \quad (3.23)$$

Considerando a curva inteira, no vão A teremos,

$$L = 2c_1 \sinh\left(\frac{A}{2c_1}\right) [m] \quad (3.23a)$$

Fazendo a expansão por série de Taylor, temos:

$$L = 2c_1 \left[\frac{A}{2c_1} + \frac{1}{3!} \left(\frac{A}{2c_1}\right)^3 + \frac{1}{5!} \left(\frac{A}{2c_1}\right)^5 + \dots + \frac{1}{n!} \left(\frac{A}{2c_1}\right)^n \right] \quad (3.23a)$$

Mais uma vez, observamos a rápida convergência da série, pelo mesmo motivo que da passada (C1 é de ordem de grandeza superior a 1000), temos então:

$$L = A + \frac{A^3}{24c_1^2} = A + \frac{A^3 p^2}{24 T_0^2} \quad (3.24)$$

De (3.21), temos então:

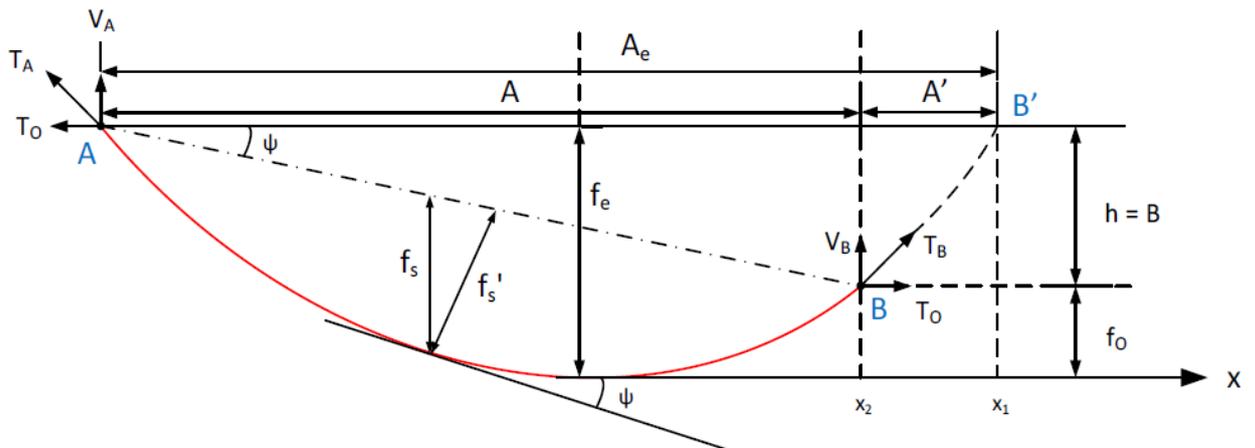
$$L = A + \frac{8f^2}{3A}, \text{ em metros} \quad (3.25)$$

Observa-se que (3.25) é a equação do comprimento de uma parábola, desenvolvida em função da flecha e da abertura dela.

3.2.2 Torres a diferentes alturas

Na prática, durante a implantação física de linhas de transmissão, frequentemente nos deparamos com torres posicionadas em alturas distintas. Portanto, o estudo dos aspectos mecânicos nessa condição é de extrema relevância.

Figura 7 - Torres a diferentes alturas



Fonte: Slides de aula Transmissão de energia elétrica - UFSC, 2024.

A Figura 7 apresenta a situação em que os suportes dos cabos encontram-se a alturas diferentes, onde o vão medido na direção horizontal é igual a A . Consideramos h a diferença de alturas entre os suportes A e B . Estendendo a curva AB até um ponto B' , localizado à mesma altura que o ponto A , obtemos um vão nivelado A_e , denominado de vão equivalente. Sendo que a catenária correspondente a este vão se dá pela equação (2.17), então, para determinação da diferença de altura h entre os suportes, temos:

$$h = y_1 - y_2 = C_1 \left[\cosh \left(\frac{x_1}{c_1} \right) - 1 \right] - C_1 \left[\cosh \left(\frac{x_2}{c_1} \right) - 1 \right] \quad (3.26)$$

ou também

$$h = C_1 \left[\cosh \left(\frac{x_1}{c_1} \right) - \cosh \left(\frac{x_2}{c_1} \right) \right] \quad (3.26a)$$

Podemos escrever (3.26) da seguinte forma:

$$h = 2C_1 \cdot \sinh \left(\frac{x_1 + x_2}{2c_1} \right) \cdot \sinh \left(\frac{x_1 - x_2}{2c_1} \right) \quad (3.26 b)$$

temos na figura 4: $A = x_1 + x_2$ e $A' = x_1 - x_2$, então

$$h = 2C_1 \cdot \sinh \left(\frac{A}{2c_1} \right) \cdot \sinh \left(\frac{A'}{2c_1} \right) \quad (3.26 c)$$

Obtemos de (3.26b):

$$\sinh\left(\frac{A'}{2c_1}\right) = \frac{h}{2c_1} \frac{1}{\sinh\left(\frac{A'}{2c_1}\right)} = \frac{h}{2c_1} \operatorname{cosech}\left(\frac{h}{2c_1}\right) \quad (3.27d)$$

Resolvendo (3.27c), obtém-se A' , então, o vão equivalente, de acordo com fig. 4 será $A_e = A + A'$. Escrevendo na forma de série, temos $\sinh\left(\frac{A'}{2c_1}\right) = \frac{A'}{2c_1} + \left(\frac{A'}{2c_1}\right)^3 \frac{1}{3!} + \dots + \left(\frac{A'}{2c_1}\right)^n \frac{1}{n!}$. Usando a série de cossecante: $\operatorname{cosech}(x) = \frac{1}{x} - \frac{x}{6} + \frac{7x^3}{360} + \dots$, então, $\operatorname{cosech}\left(\frac{A}{2c_1}\right) = \frac{1}{A/c_1} - \frac{A}{12c_1} + \dots$. Usando os primeiros termos das séries, e substituindo em (3.27c), se cancelam as forças trigonométricas:

$$A' = \frac{2h}{A} C_1 \quad (3.27d)$$

E o vão equivalente será $A_e = A + \frac{2hC_1}{A}$, ou de forma aproximada $A_e = A + \frac{2hT_0}{A}$. carga vertical no ponto superior de suspensão A, será:

$$V_A = \frac{1}{2} A_e p = \frac{1}{2} \left(A + \frac{2hT_0}{Ap} \right) p \quad (3.28)$$

Ou

$$V_A = \frac{Ap}{2} + \frac{hT_0}{A} \quad [kgf] \quad (3.28b)$$

No ponto B temos

$$V_B = \frac{Ap}{2} - \frac{hT_0}{A} \quad [kgf] \quad (3.29)$$

Quando $A' < \frac{A_e}{2}$, temos que $V_B = \left(\frac{A_e}{2} - A'\right)p$ e quando $A' > \frac{A_e}{2}$, $V_B = \left(A' - \frac{A_e}{2}\right)p$

Observa-se que T_0 é constante, porém, a tração axial pode variar. Essa tração é a soma vetorial de T_0 com as componentes V_A e V_B . $T_A^2 = T_0^2 + V_A^2$, então, $\frac{T_A}{T_0} = \left[1 + \left(\frac{V_A}{T_0}\right)^2 \right]^{\frac{1}{2}}$. Expandindo em série binomial e extraíndo os 2 primeiros termos, temos $\frac{T_A}{T_0} = 1 + \frac{1}{2} \left(\frac{V_A}{T_0}\right)^2$ ou $T_A = T_0 + \frac{V_A^2}{2T_0}$.

Usando a equação (2.27), temos, portanto,

$$\frac{v_A^2}{2T_0} = \frac{A_e^2 p^2}{8T_0} = f_e * p \quad (3.30)$$

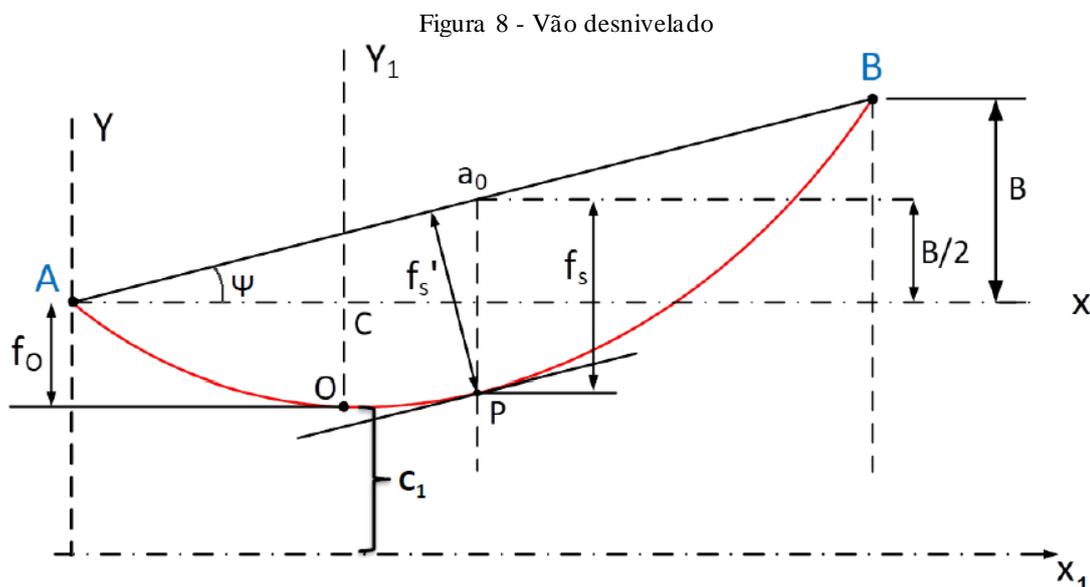
Desse jeito, temos para o ponto mais alto $T_A = T_0 + f_e * p$. Para o ponto mais baixo, temos $T_B = T_0 + (f_e - h)p$, Onde f_e é a flecha correspondente ao vão equivalente, e é dada por $f_e = \frac{A_e^2 p}{8T_0}$.

3.2.2.1 Comprimento dos cabos em vão desnivelados

No caso do desnível apresentado na Figura 8, a equação em questão, quando referida ao eixo 01X1Y1, pode ser derivada da Equação 3.16a da seguinte maneira:

$$y_1 = C_1 \cosh\left(\frac{x_1}{C_1}\right)$$

Para analisar a curva em questão, podemos definir um novo sistema de coordenadas AXY com origem no ponto A ((x_0 , y_0)). As coordenadas de um ponto qualquer da curva nesse novo sistema serão representadas por (x , Y).



Fonte: adaptado de Labegolini et al. (1992)

A equação da curva que substitui a 3.17 será:

$$y = C_1 \left(\cosh \left(\frac{x-x_0}{C_1} \right) - \cosh \left(\frac{x_0}{C_1} \right) \right) \quad (3.31)$$

Considerando o ponto B, a equação para determinar esse ponto se dará:

$$B = C_1 \left(\cosh \left(\frac{A-x_0}{C_1} \right) - \cosh \left(\frac{x_0}{C_1} \right) \right) \quad (3.32)$$

Tomando os como comprimento infinitesimal, temos $\frac{ds}{dx} = \left[1 + \left(\frac{dy}{dx} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} = \cosh \left(\frac{x-x_0}{C_1} \right)$, então

$$L = \int_0^A ds = C_1 \left(\sinh \left(\frac{A-x_0}{C_1} \right) + \sinh \left(\frac{x_0}{C_1} \right) \right) \quad (3.33)$$

Resolvendo (3.32) e (3.33), obtemos L. elevando as expressões ao quadrado e fazendo a diferença entre elas, obtemos $L^2 - B^2 = 2c^2 \left(-1 + \cosh \left(\frac{A-x_0}{C_1} \right) \cosh \left(\frac{x_0}{C_1} \right) + \sinh \left(\frac{A-x_0}{C_1} \right) \sinh \left(\frac{x_0}{C_1} \right) \right)$. Usando propriedades hiperbólicas, pode-se simplificar a formula acima, obtendo-se

$$L^2 - B^2 = 2c_1^2 \left(-1 + \cosh \left(\frac{A}{c_1} \right) \right) \quad (3.34)$$

Sabendo que

$$-1 + \cosh \left(\frac{A}{c_1} \right) = 2 \sinh^2 \left(\frac{A}{2c_1} \right) \quad (3.34a)$$

Então

$$L = \sqrt{B^2 + 4c_1^2 \sinh^2 \left(\frac{A}{2c_1} \right)} \quad (3.34)$$

Desenvolvendo-se o termo do seno hiperbólico em série, obtemos uma expressão simplificada para (3.34)

$$L = \sqrt{B^2 + A^2 \left(1 + \frac{A^2}{12c_1^2} \right)} \quad (3.35)$$

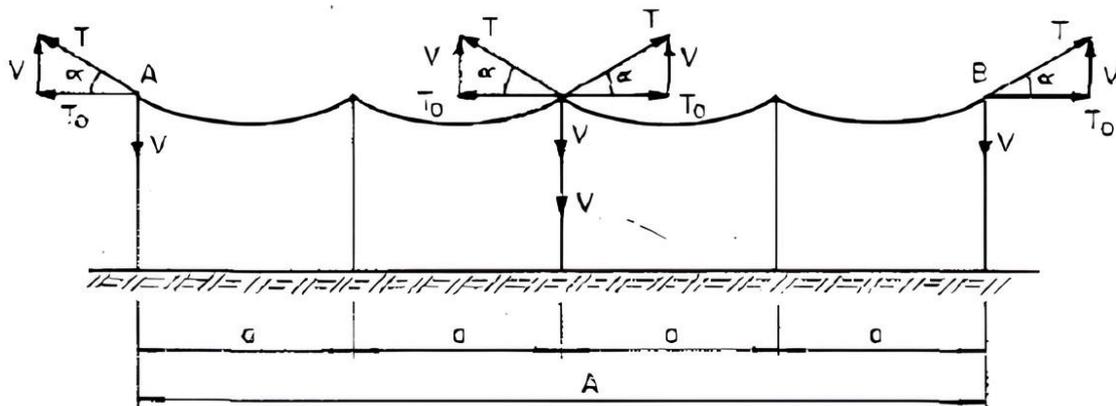
Temos então a expressão que representa o comprimento do condutor, de forma parabólica.

3.2.3 Vãos contínuos

Na maioria das linhas de transmissão, não encontramos vãos isolados. Na verdade, elas são compostas por uma sequência de diversos vãos interligados. Analisá-los separadamente não é adequado, pois os pontos de sustentação não são totalmente rígidos, e os condutores também apresentam interdependência do ponto de vista mecânico. As cargas são transferidas de um vão para o outro, exigindo a consideração dessa sequência como um todo.

Vamos analisar o primeiro caso, onde os vãos e as alturas são iguais, vamos considerar o vão A , colocamos n suportes na mesma altura, dividindo o cabo em $n-1$ vãos de comprimento a , que é igual a A dividido por $n+1$, conforme ilustrado na Figura 9. Vamos considerar que esses suportes intermediários são rígidos e que o cabo pode deslizar livremente sobre eles. Nessas condições, o cabo terá a mesma forma em cada um dos vãos intermediários, ou seja, todas as curvas serão iguais.

Figura 9 - Vãos intermediários igualmente espaçados



Fonte: adaptado de Labegalini et al. (1992)

As forças verticais nos apoios (V_A e V_B) permanecem iguais à força total aplicada no cabo (p), independentemente da divisão do vão. Isso pode ser expresso pela fórmula:

$$V_A = V_B = \frac{pL}{2} = \frac{pA}{2} \quad (3.36)$$

Apesar de o valor total das forças verticais permanecer o mesmo, sua distribuição ao longo do cabo muda. Com a divisão do vão, as forças verticais se distribuem uniformemente em todos

os apoios (A, B e suportes intermediários). A divisão do vão leva à redução das forças axiais (T_A e T_B) que atuam nos apoios A e B. Essa redução pode ser calculada pela fórmula:

$$T_A = T_B = \frac{T_0}{\cos\alpha} \quad (3.37)$$

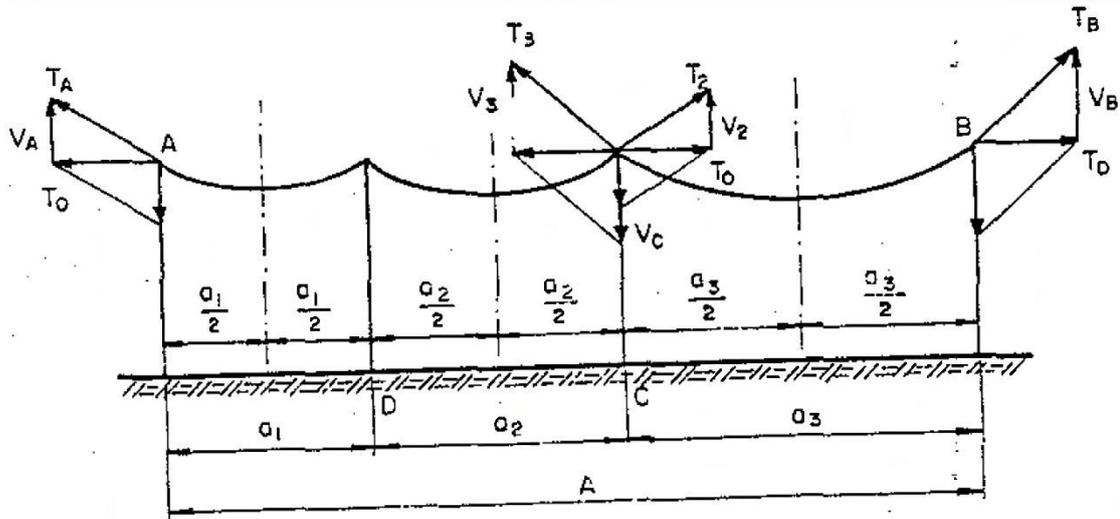
O ângulo α pode ser determinado pela fórmula:

$$\alpha = \arctg \sqrt{\frac{2T_0}{pA}} \quad (3.37a)$$

As estruturas intermediárias (suportes) suportam apenas as forças verticais (V), pois as componentes horizontais das forças axiais (T_0) se anulam.

Analisa-se agora o que acontece quando o vão A é dividido por suportes com espaçamentos diferentes. Para facilitar o raciocínio, supõe-se que todos os suportes tenham a mesma altura, como mostra a Figura 10. As forças horizontais (T_0) são iguais e constantes em todas as estruturas e são absorvidas pelos suportes nas extremidades do vão. Já nas estruturas intermediárias, essas forças se anulam. As forças verticais, por outro lado, não se distribuem de maneira uniforme, como acontece quando os suportes são espaçados igualmente. A distribuição das forças verticais depende do espaçamento entre os suportes e da força total aplicada no cabo (p).

Figura 10 - Vãos intermediários espaçamento desigual



Fonte: adaptado de Labegolini et al. (1992)

As forças verticais (V_A e V_B) que atuam sobre as estruturas terminais são proporcionais aos comprimentos dos semi vãos adjacentes (a_1 e a_3), podendo ser expressas pelas seguintes equações:

$$V_A = \frac{a_1}{2} p \quad e \quad V_B = \frac{a_3}{2} p \quad (3.38)$$

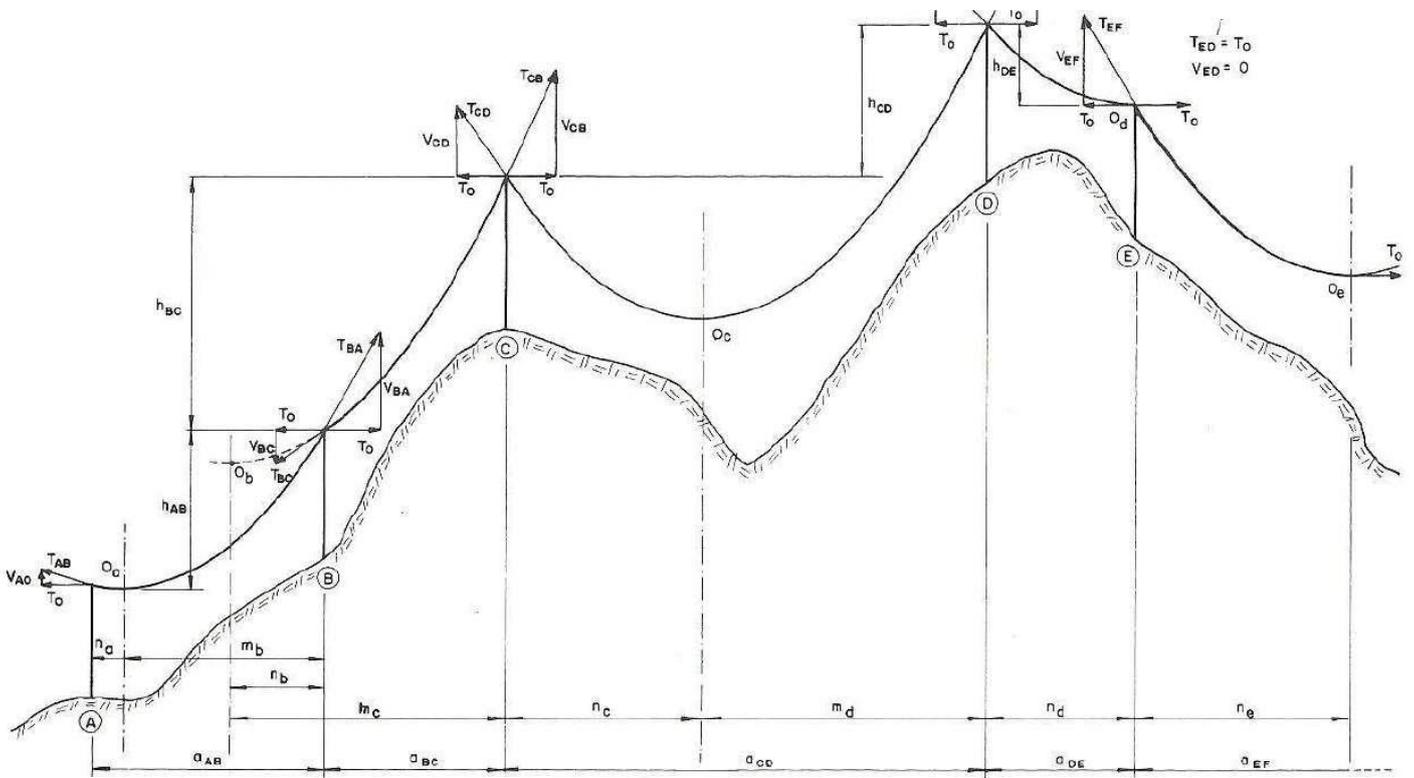
As forças verticais (V_c) que atuam sobre as estruturas intermediárias são iguais à soma dos pesos dos cabos dos dois semi vãos adjacentes. Essa soma pode ser calculada pela equação genérica

$$V_c = p \left(\frac{a_i + a_j}{2} \right) \quad [kgf] \quad (3.38a)$$

As trações axiais (T_1 e T_3) que atuam nos cabos dos lados dos vãos maiores também apresentam valores diferentes. As maiores trações axiais são observadas nos cabos dos lados dos vãos maiores. As flechas (f_1 e f_j) apresentam uma distribuição proporcional aos quadrados dos comprimentos dos vãos. Isso significa que as flechas serão maiores nos vãos maiores, conforme expresso por 2.39.

$$f_i = f_j \left(\frac{a_i}{a_j} \right)^2 \quad (3.39)$$

Figura 11 - Sucessão de vãos desiguais e alturas desiguais



Fonte: adaptado de Labegolini et al. (1992)

A Figura 11 apresenta a situação de vãos com espaçamento diferentes e alturas diferentes, situação muito típica no mundo real.

Analisando a estrutura A na figura 8, observa-se que a mesma é submetida a uma tração horizontal T_0 e uma força vertical, de baixo para cima. Sobre a estrutura B atuam as forças verticais V_{BA} e V_{BC} . Pode-se observar que o vértice da catenária está atrás do suporte B (vértice virtual), desse modo, a força vertical atuando nesse suporte é determinada por:

$$V_B = V_{AB} - V_{BC} = p(mb - nb) \quad [kgf]. \quad (3.39a)$$

Com a mesma linha de raciocínio, podem ser analisados os esforços nos restantes suportes e se constata que essas forças são dependentes da estrutura da catenária nos vãos a montante e a jusante do suporte em análise, dessa forma, introduz-se aqui o conceito de vão gravante da estrutura. Também conhecido como vão de peso, é calculado para determinar o valor do esforço vertical em que o cabo transmite a torre.

3.3 ROTEIRO PARA CÁLCULO DE FLECHAS E TENSÕES

O design do projeto de cabos pode seguir um roteiro para definição das flechas e tensões que atuarão nos suportes. Normalmente são fornecidos dados das hipóteses de temperatura, oriundas de observações e medições das estações meteorológicas, a condição básica, isto é, a condição em que os esforços mecânicos atuantes são os de maior ocorrência, as características do condutor utilizado, aspecto que é definido na etapa de planejamento, isto é, na escolha do condutor ótimo e com base no perfil topográfico do traçado, é adotado um vão médio básico, isto é, uma estimativa numérica do tamanho médio dos vãos que constituem o projeto.

Começa-se por se computar a tração no grampo na direção do eixo do cabo, à uma dada temperatura, é adotado um percentual sobre o valor da carga de ruptura do cabo, como escrito na equação abaixo.

$$T = C . R * x\% \quad (3.40)$$

Onde

C.R é a carga de ruptura do cabo

x é o percentual adotado, geralmente igual a 20%, segundo NBR5422.

Computa-se a tração horizontal atuante no suporte, por (3.40)

$$T_0 = \sqrt{T^2 - \left(\frac{pA}{2}\right)^2} \quad (3.40)$$

Onde

T_0 : Tração Horizontal

T: Tração no grampo na direção do eixo do cabo

p: Peso do cabo por unidade de comprimento, em *kgf*

A: Vão Básico do projeto

Calcula-se o comprimento da catenária nessa condição, usando (3.41)

$$L = \frac{2T_0}{p} \sinh\left(\frac{Ap}{2H}\right) \quad (3.41)$$

Onde

L: comprimento da catenária (m)

T: Tração no grampo na direção do eixo do cabo (kgf)

p: Peso do cabo por unidade de comprimento, (kgf)

A: Vão Básico do projeto (m)

T_0 : Tração Horizontal

Procede-se com o cálculo do fator de esticamento, isto é, o montante que o cabo vai esticar após lançamento.

$$\lambda = \frac{T_0}{2SE} \left(A + \frac{T_0}{p} \sinh \left(\frac{Ap}{T_0} \right) \right) \quad (3.42)$$

Onde

λ : fator de esticamento (m)

T_0 : Tração Horizontal (kgf)

T: Tração no grampo na direção do eixo do cabo (kgf)

P: Peso do cabo por unidade de comprimento (kgf)

A: Vão Básico do projeto, (m)

E: Módulo de elasticidade final (kgf/mm²)

s: Secção transversal do Cabo (mm²)

Prosseguindo, calcula-se então o comprimento do cabo inextendido à temperatura de maior incidência, dado no projeto.

$$L_0 = L - \lambda \quad (3.43)$$

Onde

L_0 : comprimento do cabo inextendido (m)

λ : fator de esticamento (m)

L: comprimento da catenária (m)

De seguida calcula-se a flecha na temperatura de maior ocorrência para o vão básico.

$$f = \frac{T_0}{p} \left[\text{Cosh} \left(\frac{Sp}{2T_0} \right) - 1 \right] \quad (3.44)$$

Calcula-se então o comprimento do cabo inextendido, na máxima temperatura do condutor

$$L'_0 = L_0(1 + \alpha\Delta t) \quad (3.45)$$

Onde

L'_0 : comprimento do cabo inextendido na máxima temperatura do condutor (m)

L_0 : comprimento do cabo inextendido (m)

λ : fator de esticamento (m)

α : Coeficiente de dilatação linear (m / °c)

Δt : Diferença de temperatura entre condutor e ambiente (°c)

Então, é finalmente encontrada a tração horizontal corrigida para máxima temperatura do condutor, utilizando-se de métodos iterativos, para resolução de (3.46).

$$L'_0 = \frac{2T_c}{p} \text{Sinh} \left(\frac{Ap}{2T_c} \right) - \frac{T_c}{2sE} \left(A + \frac{T_c}{W} \text{Sinh} \left(\frac{Ap}{T_c} \right) \right) \quad (3.46)$$

Onde

T_c : tração horizontal corrigida para máxima temperatura do cabo (kgf)

L'_0 : comprimento do cabo inextendido na máxima temperatura do condutor (m)

T_0 : Tração Horizontal (kgf)

p : Peso do cabo por unidade de comprimento (*kgf*)

A : Vão Básico do projeto (m)

Tendo a tração horizontal corrigida para máxima temperatura do cabo, T_c , pode-se computar as flechas para diferentes vãos do projeto, formando assim a curva que servirá de

modelo do projeto, isto é, a curva base usada para estabelecer o traçado da linha no perfil topográfico de projeto.

$$f = \frac{T_c}{p} \left[\text{Cosh} \left(\frac{Ap}{2T_c} \right) - 1 \right] \quad (3.47)$$

4 PROJETO DE TORRES E SUPORTES

As torres ou postes de linhas de transmissão constituem os elementos responsáveis pela sustentação dos cabos, compostos pelo corpo da torre ou poste, pontas para aterramento. Fatores como nível de tensão de transmissão, o número de circuitos, a altura dos apoios e outros aspectos determinam o projeto e os materiais do suporte, sendo utilizados aço, concreto armado ou madeira. Eles precisam suportar de forma confiável as forças dos cabos e cargas externas.

Postes de concreto armado, aço maciço, assim como torres treliçadas de aço e estruturas em pórtico, são classificados como estruturas autoportantes. Para as estruturas estaiadas, cabos de sustentação adicionais garantem a estabilidade.

De modo geral, quanto ao modo de fixação do cabo, as torres podem ser classificadas como sendo torres de suspensão e de ancoragem, nas torres de suspensão, os condutores são fixados em conjuntos de isoladores de suspensão. Em torres de suspensão, os de isoladores de suspensão, que oscilam perpendicularmente à direção do condutor. Nas torres de ancoragem os condutores são fixados por meio de conjuntos de isoladores de tensão que transferem toda a força de tração do condutor para a torre, isto é, o isolador constitui a curva catenária descrita pelo cabo.

4.1 ESTRUTURAS

As estruturas em L.T. (Leve e Treliçada) são comumente construídas com três materiais principais: madeira, concreto armado e metais. Cada um possui características e vantagens específicas que os tornam adequados para diferentes aplicações. As características necessárias à madeira de uso estrutural são: dureza, resistência ao intemperismo, fibras entrelaçadas, e difícil ataque por bactérias e microrganismos.

O concreto armado usado como estrutura de L.T. permite a pré-fabricação de peças, otimizando o tempo de construção. No entanto, exige equipamentos especiais para transporte, manuseio e montagem, além de ser extremamente pesado e frágil.

Metais para o uso estrutural em L.T. devem ter alta resistência à corrosão, baixo peso, alta resistência mecânica e baixo custo de produção. Atualmente, os mais usuais são os aços de alta resistência, os aços-carbono galvanizados a fogo e as ligas de alumínio. Aços de alta resistência são empregados na confecção tubulares de grandes comprimentos. de postes cônicos.

Os perfilados de aço-carbono galvanizados, bem como os de alumínio, são ideais para os projetos de grandes estruturas treliçadas. Além do baixo peso específico e alta resistência à corrosão, os perfilados de alumínio têm a grande vantagem de serem estudados. Fato que permite ter uma grande variedade de secções transversais de perfis, inclusive com características mecânicas mais avantajadas que as convencionais cantoneiras laminadas de aço.

4.2 TIPOS DE TORRES

Os suportes em uma linha de transmissão podem ser classificados em diversas categorias, abaixo seguem as classificações mais comuns para essas estruturas.

Quanto a função estrutural, as torres podem se classificar:

- Estruturas de suspensão: usadas em trechos retos e com menor carga mecânica.
- Estruturas de ancoragem: utilizadas em locais onde há mudanças de direção, final de linhas ou seções com esforços mecânicos elevados.
- Estruturas para ângulo: utilizadas em pontos onde há necessidade de mudar a direção dos cabos, projetadas para suportar as forças laterais devido à mudança de ângulo.
- Estruturas de derivação: facilitam a derivação de uma linha de transmissão principal para uma secundária, geralmente usadas para distribuir energia para diferentes áreas a partir de uma linha principal.

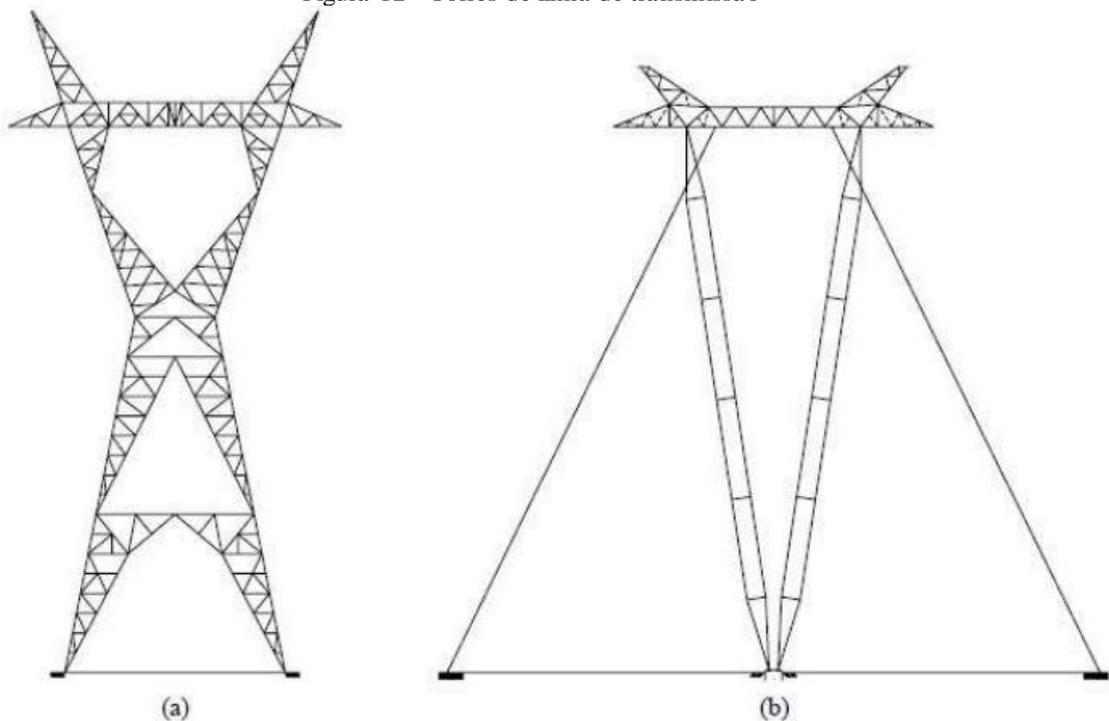
- Estruturas para transposição de fases: usadas para alterar a posição dos condutores ao longo da linha de transmissão, reduzem os efeitos negativos de interferências eletromagnéticas e balanceiam as impedâncias das fases.

Quanto a forma de sustentação, as torres podem se classificar:

- Estruturas autoportantes
- Estruturas estaiadas

A figura 9, abaixo, ilustra torres autoportantes e estaiadas.

Figura 12 - Torres de linha de transmissão



Fonte – Garcia (2005, p.2)

Quanto a natureza do material:

- Estruturas de madeira
- Estruturas de concreto armado
- Estruturas metálicas

4.2.1 Torres de suspensão

As torres de suspensão conduzem os condutores em linha reta. Em regime normal de operação, eles não transferem as forças de tensão dos condutores para as torres. As torres de suspensão são mais favoráveis no contexto financeiro, então, em projetos de LT tenta-se ao máximo possível obter-se sucessivas torres de suspensão, o que é chamado de cadeia de suspensão. A Figura 13 mostra uma torre de suspensão de circuito duplo.

Figura 13 - Torre de suspensão



Fonte – Elaboração própria, tirado durante visita de campo a LT 138 kV Biguaçu - Morro Boi, 04/06/2024.

4.2.2 Torres de Mudança de Direção

As linhas de transmissão são sempre projetadas para transportar energia elétrica entre dois pontos bem definidos, idealmente é desejado que as linhas de transmissão percorram um caminho reto, na prática essa situação é rara, devido a muitos fatores tais como obstáculos naturais, cuja remoção não é possível, sendo necessário contornar o obstáculo, alterando-se assim a direção do traçado, para isso, torres especiais precisam ser empregadas, sendo usadas as torres de suspensão de ângulo.

Torres de suspensão em ângulo servem para segurar os condutores em trechos onde a linha muda de direção, nas deflexões angulares da linha. Nestes casos, mesmo sem a ação do vento, os conjuntos de isoladores de suspensão assumem uma posição inclinada. Segundo (KIESSLING et al., 2003), esse tipo de torre é utilizado em deflexões de linha entre 0 e 20° e ganham maior importância em linhas com um ou dois circuitos e tensões de até 110 kV. Para tensões mais altas, a geometria do topo da torre se torna desfavorável.

Para mudança da direção do traçado, com ângulos mais acentuados, são usadas as torres de ancoragem angular, suportam as forças de tração do condutor resultantes nas mudanças de direção da linha, nas deflexões do ângulo da linha, equipados com um conjunto de isoladores que suportam as trações dos cabos, nos vãos adjacentes a essas torres, podem ocorrer diferenças consideráveis na força de tração do condutor, por exemplo, devido ao acúmulo não uniforme de gelo (KIESSLING et al., 2003).

Figura 14 - Torre de ancoragem e de tensão angular



Fonte - Elaboração própria, tirado durante visita de campo a LT 138 kV Biguaçu - Morro Boi, 04/06/2024.

4.3 SELEÇÃO DO TIPO DE TORRE

Diversos tipos de torres são utilizados em linhas de transmissão aéreas, como torres autoportantes de aço, torres estaiadas de aço, tanto do tipo convencional quanto com suspensão por cabos cruzados, postes autoportantes de aço, torres flexíveis e semiflexíveis de aço. Autoportantes e estaiadas são os modelos mais utilizados nos 145 mil quilômetros de linhas de transmissão que percorrem o Brasil (TORRES DE ENERGIA - AEAARP, 2024).

A escolha do projeto de torre mais adequado, isto é, das características físicas e mecânicas para uma determinada linha de transmissão aérea é uma questão delicada, pois depende de diversos parâmetros de suma importância:

- Utilização otimizada da faixa de domínio: Considerando que a obtenção de terras para novas linhas está se tornando cada vez mais difícil e onerosa, o projeto de linhas compactas ou de linhas multicircuito torna-se cada vez mais atrativo e econômico, visando um melhor aproveitamento do solo.
- Redução do impacto ambiental: A redução do impacto ambiental das linhas também se tornou um fator chave, principalmente no que diz respeito ao impacto dos campos elétricos e magnéticos, ao impacto visual e ao impacto da localização.
- Custo-benefício: Um dos principais interesses do projetista da linha é garantir que a linha de transmissão seja capaz de transferir a energia necessária a um preço razoável. A vida útil prevista da linha também é de grande interesse, pois esse ponto terá papel preponderante na seleção do tipo de suporte para uma nova linha.

Além dos pontos citados acima, fatores geográficos e elétricos influenciam a escolha do projeto de suporte incluem:

- Localização e importância da linha: A localização e a importância da linha influenciam diretamente a escolha do tipo de suporte.
- Relevo e acesso: O terreno e o acesso ao mesmo determinam o comprimento dos vãos e locais de suporte. Por exemplo, postes de concreto pesados não podem ser utilizados em terrenos inacessíveis a caminhões de grande porte.
- Número de circuitos: O número de circuitos a serem instalados em estruturas comuns influencia na escolha do tipo de torre.
- Cargas mecânicas e climáticas: A carga mecânica dos condutores e as cargas climáticas que devem ser suportadas influenciam a escolha do tipo de suporte.
- Altura das estruturas: A altura necessária para atravessar obstáculos influencia a escolha do tipo de torre.

A NBR 5422, na sua seção 12.3.1.1, define que a seleção das torres deve levar em conta as cargas de projeto estabelecidas na etapa do projeto mecânico dos cabos e isoladores multiplicados por fatores de ponderação. Segundo a norma acima citada, os fatores de ponderação são aplicados às cargas de forma a considerar a incerteza na determinação destas.

A norma estabelece as hipóteses que norteiam os cálculos dos esforços mecânicos que serão exercidos aos suportes em um projeto de transmissão, das quais podem se destacar:

Cargas permanentes

- Peso dos suportes;

- Isoladores;
- Ferragens;
- Outros acessórios;

Cargas de construção e manutenção:

- Cargas de tração do cabo calculada para vão básico definido para esta hipótese na temperatura mínima do projeto, sem vento, na condição inicial do cabo, isto é, sem creep;
- Componente vertical da carga de tração transmitida pelo cabo de ancoragem ao solo, de um lado do suporte, e 60% da carga vertical máxima transmitida pelo cabo, no vão oposto;
- Para cabo ancorado no solo, a relação entre a altura da suspensão e a distância da torre ao suporte de ancoragem, deve ser considerado no mínimo 0,33 para suportes de suspensão e 0,5 para suportes de ancoragem.
- Além da carga vertical transmitida pelo cabo e dos pesos dos isoladores e ferragens, deve ser considerada uma sobrecarga vertical de montagem, representando o peso dos montadores e seus equipamentos. Essa carga deve ser definida, em função de cada tipo de suporte, em função das condições de trabalho previstas.

As hipóteses de carregamento mecânico indicadas na NBR5422, são as mínimas a serem consideradas para o projeto de suporte das linhas. Coeficientes de ponderação das cargas no estado limite são definidos pela norma, como mostrados na tabela 1 abaixo.

Tabela 1 - Coeficientes de ponderação das cargas para estado-limite de falha

Hipótese	Cargas				
	Permanente	Vento	Tração nos Cabos		
			Vertical	Transversal	Longitudinal
Vento de 10min	1,15	1,0	1,15	1,0	1,0
Vento de 3 s	1,15	1,0	1,15	1,0	1,0
Contenção de falha	1,15	-	1,15	1,0	1,0
Construção e manutenção	1,5	-	1,5	1,5	1,5

Fonte: Adaptação da Tabela 17, NBR 5422/1985 – 12.5.1

4.3.1 Geometria do topo da torre

Durante o projeto mecânico dos suportes das linhas de transmissão, para além dos esforços mecânicos, são considerados também a estrutura geométrica dos topos das torres, podemos dizer que:

As estruturas de suporte de linhas de transmissão necessitam de um projeto que garanta distâncias de segurança suficientes entre os condutores ao longo de um vão, bem como entre o aterramento e os componentes energizados nos pontos de suporte, sob quaisquer condições climáticas e efeitos elétricos que possam ocorrer. A altura de fixação dos condutores depende da distância mínima requerida em relação ao solo ou a objetos cruzados. A folga necessária é determinada principalmente pela tensão da linha em questão. A distância necessária entre os condutores depende principalmente da flecha e, conseqüentemente, do comprimento do vão. Já a folga para as partes aterradas do suporte é determinada pelo tipo e disposição dos isoladores, as tensões elétricas atuantes na linha e a ação do vento sobre condutores e isoladores. Sob a ação do vento, condutores e isoladores entram em oscilação. Portanto, a posição final deles depende dessa força, que desempenha um papel crucial no dimensionamento da geometria do topo da torre (KIESSLING et al., 2003, p. 361).

A folga elétrica mínima necessária depende das condições ambientais, do tipo de espaço de isolamento aéreo e da tensão da linha. Os espaçamentos entre os pontos de fixação dos condutores são escolhidos de maneira a tornar improváveis as descargas entre componentes energizados e aterrados de uma linha aérea durante as operações normais do sistema. A norma EN 50341-1:2001 estabelece uma diferenciação entre a distância mínima no ar (D_e), que visa evitar descargas incômodas entre condutores e o potencial de terra, e a distância mínima no ar (D_{pp}), destinada a prevenir descargas entre condutores energizados. Além disso, é essencial analisar as distâncias entre os condutores no meio do vão e a distância dos condutores balançados pelo vento em relação aos componentes aterrados.

De acordo com a EN 50341-1, as distâncias entre condutores (Anexo A) são consideradas internas. Em condições sem vento, as distâncias elétricas D_{el} entre condutores de

fase e cabos terra, e Dpp entre condutores de fase não sofrerão alterações. KIESSLING et al. (2003, p. 361) afirma:

Devido à baixa probabilidade de ocorrência simultânea de sobretensões quando os condutores estão sendo movimentados pela carga do vento, as distâncias elétricas Del e Dpp mencionadas podem ser reduzidas pela multiplicação por um fator k_j . Os fatores k_j são definidos nos Aspectos Normativos Nacionais (ANN) estabelecidos pelos membros do CENELEC. Nessa norma, k_j varia entre 0,75 e 1,0.

De acordo KIESSLING et al. (2003, p. 361), a distância mínima entre condutores de fase deve ser:

$$C_{min} = k_c \sqrt{f_c + l_k} + k_1 + D_{el} \quad (3.40)$$

Onde:

k_c : depende da posição relativa dos condutores e do ângulo de oscilação (ϕ_e) do condutor sob a ação do vento;

f_c : flecha do condutor a + 40°C, em m;

l_k : comprimento do conjunto de isoladores oscilando retangularmente ao eixo da linha, em m;

$l_k = 0$ m aplica-se no caso de isoladores de poste de linha e conjuntos isoladores de tensão;

Dpp: distância mínima fase-fase de acordo com a tensão, em m;

Del: distância mínima fase-terra de acordo com a tensão, em m.

5 PROJETOS DE FUNDAÇÕES

As fundações tem por finalidade garantir a estabilidade dos suportes sob ação das cargas atuantes. A escolha e o projeto das mesmas devem ser executadas depois de realizadas as investigações geológicas-geotécnicas e inspeção no campo (ABNT NBR 5422:2024, p.71). As fundações dos suportes são projetadas para transferir as cargas resultantes das estruturas, para o subsolo com suficiente confiabilidade, enquanto movimentos inadmissíveis do corpo da fundação não podem ocorrer. Normas como a ABNT NBR 6122:2019 estipulam as regras para a seleção, análise, projeto estrutural e verificação de fundações.

As dimensões das torres e as forças atuantes nas fundações, conforme estabelecidos as etapas de projetos mecânicos de cabos e suportes, formam a base para o projeto da fundação. Os locais dos suportes e a formação do terreno são conhecidos a partir de investigações topográficas. Como as condições do subsolo nos locais dos suportes afetam a seleção e o projeto das fundações em grande medida, elas precisam ser estudadas por meio de investigação do solo.

Recomenda-se a execução de sondagens (SPT, rotativa, trado, etc.), poços de inspeção e outras investigações adequadas para estimativa dos parâmetros do terreno (ABNT NBR 5422:2024, p.71). A Figura 15, apresenta um relatório padrão usando para tratamento dos dados coletados em campo.

Figura 15 - Boletim de sondagem

CLIENTE: pitiguar elastr		CONTRADADA: DMGEO		TORRE Nº: T20-2	INÍCIO: 31/01/2023									
				SP Nº: T20-2	TÉRMINO: 31/01/2023									
PERFIL INDIVIDUAL DE SONDAEM À PERCUSSÃO				COORDENADAS										
OBRA: LT 230 kV ABDON BATISTA - BARRA GRANDE, CS				E = 482.998,63	N = 6.931.849,32									
				PROGRESSIVA (m): 20.784,90	COTA (m): 867,19									
AMOSTRAS	ELEVÇÃO (m)	ESPESURA DAS CAMADAS (m)	PESO: 65 kg REVESTIMENTO: Φ 2 1/2" AMOSTRADOR: Φ INTERNO: 34,9 mm Φ EXTERNO: 50,8 mm	ALTURA DE QUEDA: 75 cm	RESISTÊNCIA À PENETRAÇÃO "N"					NÍVEL D'ÁGUA (m)				
					PROFUNDIDADE (m)	PENETRAÇÃO (NÚMERO DE GOLPES / 30 cm)		AMOSTRADOR TIPO TERZAGHI & PECK GOLPES						
			CLASSIFICAÇÃO DAS CAMADAS		1ª e 2ª	2ª e 3ª	0	10	20	30	40	50	60	
	865,030	2,16	ARGILA SILTOSA, POUCO ARENOSA, MARROM. MUITO RIJA A DURA.		1,45	9	12						N.A. = Seco em 31/01/2023	
			2,16 M - IMPENETRÁVEL À PERCUSSÃO, EM ALTERAÇÃO DE ROCHA / ROCHA.		2,16	21/16	-							
			DESLOCAMENTO A - 3,00 m (VANTE)											
			0,00 - 1,05 M - ARGILA SILTOSA, POUCO ARENOSA, MARROM. MUITO RIJA A DURA.		1,05	15/05	-							
			1,05 M - IMPENETRÁVEL À PERCUSSÃO, EM ALTERAÇÃO DE ROCHA / ROCHA.											
			DESLOCAMENTO B - 3,00 m (RÉ)											
			0,00 - 1,88 M - ARGILA SILTOSA, POUCO ARENOSA, MARROM. MUITO RIJA A DURA.		1,45	11	10							
			1,88 M - IMPENETRÁVEL À PERCUSSÃO, EM ALTERAÇÃO DE ROCHA / ROCHA.											
OBSERVAÇÕES:			O limite da sondagem foi de: 2,16 m											
			O furo não foi revestido.											
			N. A. não observado até a cota de paralisação.											
NÍVEL D'ÁGUA (m)		LEGENDA		AVANÇOS (m)		LAVAGEM POR TEMPO (30min)								
INICIAL:	Seco em 31/01/23	— SPT 30 cm INICIAIS		AVANÇO A TRADO: 1,00		TEMPO		0'a10'	10'a20'	20'a30'				
FINAL:	Seco em 31/01/23	— SPT 30 cm FINAIS		AVANÇO POR LAVAGEM: -		DE:								
				PROF. REVESTIMENTO: -		PARA:								
						AVANÇO (cm)								
R.T.: Geólogo Davi Melou	FISCAL:	SONDADOR: JÚLIO CÉSAR O. AZEVEDO		FISCAL:										
ASSINATURA:	ASSINATURA:	AJUDANTE: ALEXANDRE M. OLIVEIRA		ASSINATURA:										
CREA: 41.244/D-RS	CREA:	AJUDANTE: EDEMES DOS S. OLIVEIRA		CREA:										

Fonte: Elastr Engenharia S/A, 2024

Após as análises das investigações geológicas-geotécnicas, da inspeção de campo, da avaliação da agressividade do terreno, da verificação do seu local de implantação e do carregamento das fundações consideradas no projeto de suportes, devem ser escolhidas os tipos de fundações levando-se em consideração os aspectos técnicos e econômicos (ABNT NBR 5422:2024, p.71).

Normas internacionais como a EN 50341-1, destacam alguns tipos de solos comumente encontrados nos serviços de investigação geológica-geotécnicas. O Quadro 2 apresenta o resumo.

Quadro 2 - Solos comumente encontrados de acordo com EN 50341-1

Tipo de Solo	Modo de formação	Descrição	Aspectos técnicos que influenciam o projeto
Cascalhoso	material de origem glacial	Material arenoso-cascalhoso, com ampla variação de granulometria; muito heterogêneo	Compactação média a alta, baixa compressibilidade, permeável, camada de base muito boa
Glacial (não classificado)	Depósito glacial indiferenciado de argila a cascalho, geralmente em estado denso; geralmente sobre camadas de rochas	Material pedregoso em matriz silto-argilosa, com ampla gama de tamanhos de partículas	Alta compactação, baixa compressibilidade, boa camada de base
Argila glacial	Material de granulação muito fina proveniente de aluviões morânicos e depositado em lagos	Argila variadas com camadas de silte e areias finas, possível presença de turfa e lama	Baixa compactação, plasticidade média a alta, compressível, impermeável; solo de fundação pobre
Solo aluvial	Depósitos em planícies aluviais e estuários	Depósitos alternadamente siltosos-arenosos e pedregosos; possível presença de turfa e lama	Compactação e permeabilidade variável, solo não homogêneo; solo de base pobre e bom
Pedras	Pedras se amontoam na ponta de penhascos	Fragmento de rocha angulares destacados de tamanhos variados	Baixa compactação, alta permeabilidade; aceitável para

			fundações, embora instável
Solos superconsolidados	Solos sedimentares sujeitos a maior sobrecarga do que atualmente	Argilas, areias, siltes	Geralmente aceitável para fundações
Rocha macia (intemperada ou não)	Solos sedimentares, etc., sujeitos a maior pressão de sobrecargas do que solos superconsolidados	Pedra de barro, arenito, giz	Rochas intemperizadas devem ser avaliadas caso a caso; caso contrário, geralmente bom para fundações

Fonte: Adaptação da EN 50341-1

5.1 ESFORÇOS NAS FUNDAÇÕES

Os esforços resultantes da montagem, sustentação dos condutores e equipamentos eletromecânicos, bem como os esforços decorrentes da atuação de fenômenos naturais em todas as partes da obra, incluindo as tensões que devem ser absorvidas pelo terreno através das fundações.

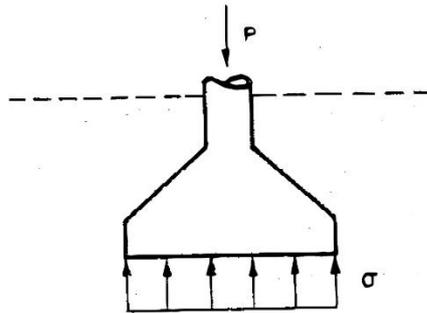
O projetista mecânico da L.T. é responsável por determinar os cabos, os equipamentos eletromecânicos suspensos e de suspensão, considerando os fenômenos naturais, sobrecargas acidentais e as condições de montagem e manutenção da L.T. Com base nessas considerações e cálculos, o projetista determina os esforços que serão absorvidos pelas estruturas de suporte da linha.

Já o projetista mecânico das estruturas de torres é responsável por definir a sustentação da L.T. Com base nos dados anteriores e após consultar o projetista das fundações, ele projeta os esforços que serão absorvidos pelas fundações. O projetista das fundações considera os esforços que devem ser absorvidos, os fenômenos naturais que atuam sobre as estruturas das fundações e as características geotécnicas do terreno. E então é determinada o tipo de fundação de cada estrutura. Cada tipo de solicitação transmite um tipo de esforço ao terreno

5.1.1 Tipos de esforços

Esforços de compressão: Causam afundamento no terreno, desta forma, causando afundamento da estrutura. A Figura 16 ilustra este tipo de esforço.

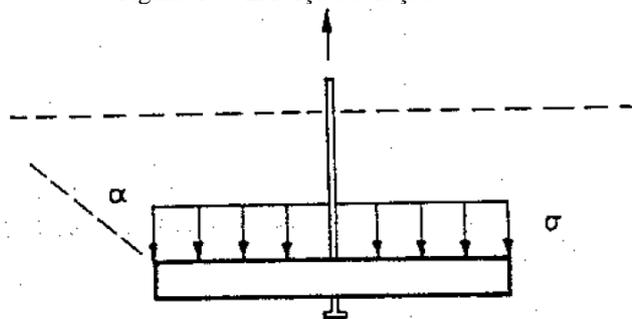
Figura 16 - Esforço de compressão



Fonte: adaptado de Labegalini et al. (1992)

Tração: existe uma propensão para o solo se elevar devido à tração exercida pela estrutura. A Figura 17 ilustra esse tipo de esforço.

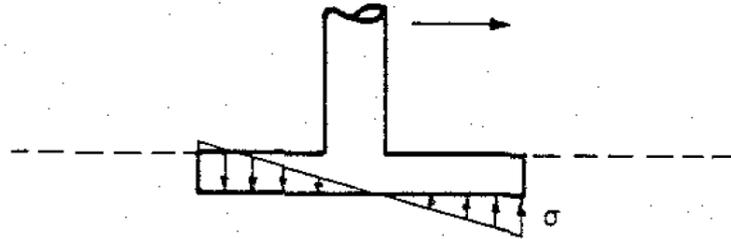
Figura 17 - Esforço de tração



Fonte: adaptado de Labegalini et al. (1992)

Flexão: A estrutura tende a inclinar-se e causar variações de compressão no terreno, podendo até mesmo resultar em uma descompressão parcial. A Figura 18 ilustra esse tipo de esforço.

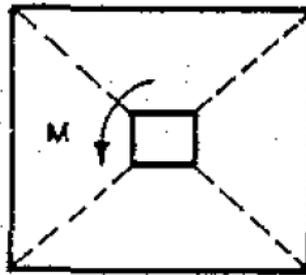
Figura 18 - Esforço de flexão



Fonte: adaptado de Labegalini et al. (1992)

Torção: A estrutura tende a sofrer torção em torno de um eixo vertical, resultando em variações de compressão e descompressão no terreno. A Figura 19 ilustra esse tipo de esforço.

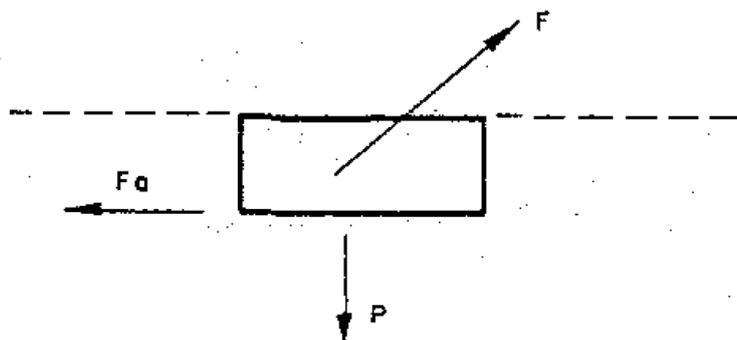
Figura 19 - Esforços de torção



Fonte: adaptado de Labegalini et al. (1992)

Cisalhamento: Tem a tendência de arrastar a fundação, provocando o deslizamento das camadas do terreno.

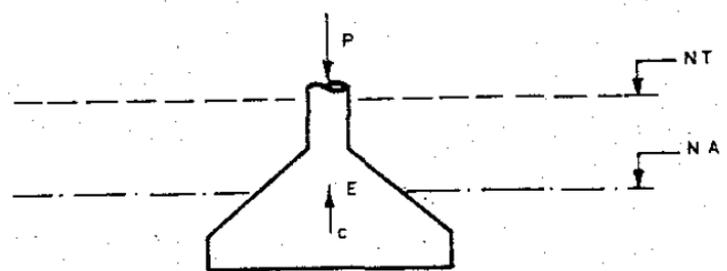
Figura 20 - Força de cisalhamento



Fonte: adaptado de Labegalini et al. (1992)

Existem ainda situações em que as fundações se encontram abaixo de lençóis freáticos, nesse caso, deverá se ter em conta forças de empuxo, com a tendência de elevar a fundação para cima e diminuindo o peso da mesma. A Figura 21 ilustra esse tipo de força.

Figura 21 - Forças de empuxo



Fonte: adaptado de Labegalini et al. (1992)

5.2 FORÇAS SOLICITANTES E REAÇÕES DO TERRENO

As forças solicitantes oriundas de cargas verticais, como o peso próprio (condutores, cadeias de isoladores, torres, estruturas de equipamentos eletromecânicos e fundações), bem como sobrecargas (acidentais, de montagem e de manutenção) e podemos classifica-las por grupos:

- Simétricas: Quando o conjunto de forças resultante coincide com o eixo que passa pelo Centro de Gravidade (CG) da fundação, provoca uma compressão uniforme no terreno.
- Assimétricas: Quando o conjunto de forças é assimétrico em relação ao eixo que passa pelo centro de gravidade da fundação, ocorre uma compressão não uniforme, que pode ser interpretada como uma flexo-compressão (uma combinação de compressão uniforme e flexão).
- Empuxo: Dependendo da geometria da fundação, esse esforço pode provocar uma descompressão uniforme na estrutura.

As forças solicitantes horizontais, são oriundas de tensionamento de condutores, variação da tensão dos condutores devido a variações de temperatura, sobrecargas de montagem, etc. As solicitações horizontais também podem ser classificadas como esforços longitudinais, transversais e oblíquos.

Quando os vãos do perfil estão alinhados, aparecem esforços horizontais simétricos em relação ao plano vertical do eixo da linha, mas assimétricos em relação ao plano vertical perpendicular em relação ao eixo da linha, provocando esforços de flexão da fundação no sentido da linha. Os esforços horizontais antissimétricos em relação ao eixo da linha provocam esforços de torção na fundação, segundo o eixo vertical da estrutura.

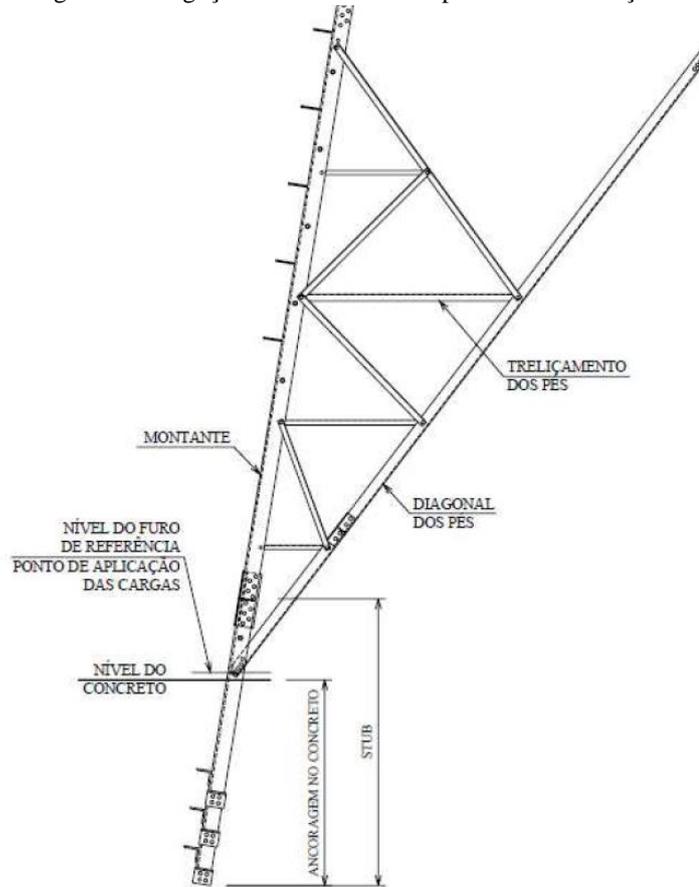
Quando os vãos estão desalinhados, surgem esforços horizontais simétricos em relação aos planos verticais dos eixos da linha, mas assimétricos em relação ao plano vertical bissetor do ângulo interno da linha, provocando esforços de flexão lateral na fundação.

5.3 CONEXÃO ENTRE A TORRE E A FUNDAÇÃO

Ao contrário das fundações tradicionais na construção civil, as bases de torres autoportantes para linhas de transmissão dispensam a armadura de arranque. A ligação com a superestrutura se dá por meio de uma cantoneira metálica com aletas, que garantem melhor aderência à interface do concreto. Essa peça, chamada stub, raramente se desvia do formato retilíneo com inclinação igual aos montantes da estrutura, conforme ilustrado na Figura 22.

O projeto do stub geralmente fica a cargo do mesmo projetista da estrutura da torre. Cabe a ele fornecer informações como a inclinação das faces da torre, a tabela de locação do stub e o desnível do parafuso de referência em relação ao topo da fundação com concreto acabado.

Figura 22 - Ligação entre a torre autoportante e fundação



Fonte: Garcia (2005, p. 5)

5.4 FUNDAÇÕES MAIS USADAS EM LINHA DE TRANSMISSÃO

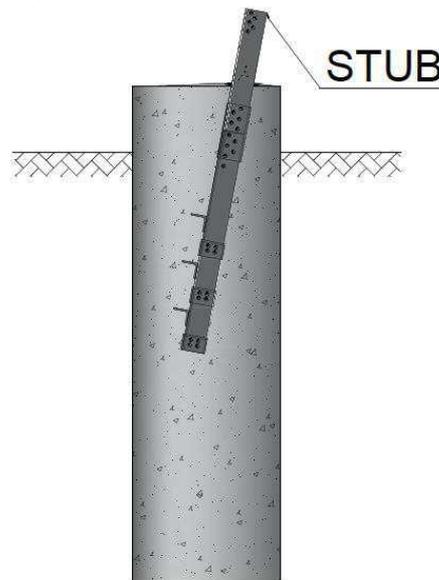
As fundações podem ser classificadas em dois tipos: fundações diretas (também chamadas de rasas ou superficiais) e fundações profundas. De acordo com a NBR-6122:1996, para uma fundação ser considerada profunda, a profundidade de assentamento deve ser maior que o dobro da menor dimensão da base da fundação. Entre as fundações profundas mais comuns em linhas de transmissão estão os tubulões e as estacas. Nas fundações diretas, é comum a utilização de sapatas. Além dos tipos mencionados, existem outras fundações que não se encaixam nessa classificação, como blocos ancorados, tubulões em rochas e fundações específicas para estais. Essas, porém, não serão discutidas no presente estudo.

5.4.1 Fundação tipo tubulão

Quando o solo na superfície não possui capacidade suficiente para suportar cargas, é necessário assentar a fundação em camadas mais profundas, onde a capacidade de suporte é

mais adequada. Essa é a função do tubulão, que pode ter uma base alargada. O comprimento total do tubulão, incluindo o fuste e a base alargada, se presente, pode variar entre 3 e 10 metros, dependendo das características do solo e da magnitude das cargas da superestrutura (ASHCAR, 1999). De acordo com Chaves (2004), o uso extensivo de tubulões em linhas de transmissão deve-se ao seu baixo custo. Este custo reduzido resulta do pequeno volume de escavação necessário em comparação com outras fundações, da ausência de reaterro, do mínimo consumo de fôrma e da reduzida interferência no meio ambiente durante sua instalação, diminuindo ou até eliminando a necessidade de recomposição vegetal. Além disso, uma vantagem significativa desse tipo de fundação é a proteção oferecida ao stub, a cantoneira de ancoragem. Devido à grande largura do fuste, há um amplo cobrimento de concreto que envolve o stub, ilustrado pela Figura 23.

Figura 23 - Esquemático de tubulão sem base com stub



Fonte – Amaral (2015, p.38)

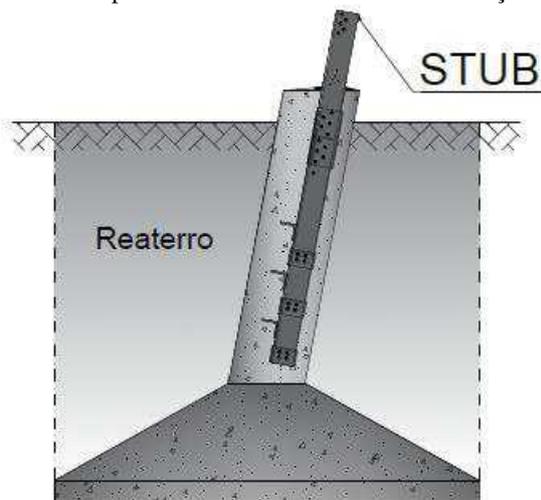
No dimensionamento estrutural dessas fundações, é necessário calcular a armadura longitudinal do fuste. Os fustes estão sujeitos tanto à flexo-compressão quanto à flexo-tração. A armadura é geralmente dimensionada considerando a flexo-tração, pois as solicitações de tração têm magnitude semelhante às solicitações de compressão, além de o concreto ter baixa resistência à tração.

5.4.2 Fundação tipo sapata

Em planta, essas estruturas podem apresentar formas retangulares, quadradas, circulares ou corridas. Para torres de linhas de transmissão, as sapatas são geralmente assentadas a pequenas profundidades, entre 2,0 e 3,0 metros, devido à dificuldade de escavação; por isso, não são recomendadas para áreas suscetíveis à erosão (ASHCAR, 1999). Quando utilizadas como base para torres autoportantes, os fustes dessas fundações podem ser inclinados conforme a inclinação dos pés da torre. Essa geometria permite que o ponto de aplicação das forças dos pés da torre coincida com o centro da sapata, o que reduz o momento fletor e, conseqüentemente, diminui o custo de implantação (ASHCAR, 1999). A inclinação do fuste de acordo com a torre também proporciona um adequado cobrimento do stub, sem necessidade de aumentar suas dimensões para esse propósito.

Ao finalizar a execução da sapata, é crucial prestar atenção ao reaterro, pois a qualidade da compactação influencia a resistência ao arrancamento. Davison Dias (apud GARCIA, 2005) observou que reaterros feitos em camadas em sapatas com fuste inclinado apresentaram um aumento de 72% na resistência ao arrancamento em comparação com reaterros de compactação superficial. A Figura 24 ilustra uma fundação tipo sapata.

Figura 24 - Esquemático da sapata com fuste com mesma inclinação que o stub.



Fonte – Amaral (2015, p.39)

A base da sapata deve ter uma espessura suficiente para eliminar a necessidade de armaduras de cisalhamento ou de punção. Nas sapatas usadas em torres de linhas de transmissão, ao contrário das sapatas em outras construções civis, além da armadura de flexão

inferior, também é necessária uma armadura de flexão superior. Isso ocorre devido aos esforços de tração que as torres autoportantes impõem às estruturas de fundação.

6 CONCLUSÃO

Este trabalho explorou os conhecimentos mínimos necessários para a elaboração de projetos mecânicos de linhas aéreas de transmissão de energia. Através de uma pesquisa aprofundada em normas técnicas, livros, trabalhos e dissertações da área, o estudo delineou os aspectos técnicos e as etapas cruciais envolvidas nesse processo complexo. O projeto de linhas aéreas de transmissão de energia se configura como um universo multidisciplinar dentro da engenharia elétrica, exigindo do profissional um conhecimento técnico abrangente.

Na fase de planejamento são feitas as avaliações das Condições Básicas, etapa inicial onde são definidas as características da linha de transmissão, como tensão, corrente e extensão do trajeto, viabilidade econômica, onde são feitos estudos aprofundados, que determinam a viabilidade econômica do projeto, considerando custos de materiais, mão de obra e infraestrutura. Segue-se a fase do projeto mecânico, onde usando-se as características do cabo definida na etapa de planejamento, se estabelece o posicionamento estratégico das torres e suportes ao longo do trajeto, otimizando a sustentação dos cabos. O projeto de Torres, dimensiona as torres, considerando cargas mecânicas, altura e resistência estrutural. E o projeto de fundações, que define o tipo de fundação para cada torre, garantindo estabilidade e segurança à estrutura. A figura abaixo apresenta um mapa mental resumindo os aspectos mais importantes sobre projeto de linhas aéreas de transmissão.

Figura 25 - Mapa mental: planejamento e projeto



Fonte: elaboração própria, 2024

O engenheiro eletricitista assume um papel crucial em todo o processo, sendo o principal responsável pelo projeto e pela execução das linhas aéreas de transmissão de energia. Sua expertise técnica garante a viabilidade, segurança e eficiência do projeto, desde a etapa de planejamento até a fase de implantação.

A compreensão dos diversos aspectos envolvidos, desde as condições de governo até as etapas de planejamento, projeto e implantação, é fundamental para o sucesso do empreendimento.

O estudo contribui para a área de engenharia elétrica ao fornecer uma visão abrangente dos conhecimentos mínimos necessários para a elaboração de projetos mecânicos de linhas aéreas de transmissão de energia. Essa visão holística auxilia na formação de profissionais qualificados e na otimização do processo de desenvolvimento de projetos, resultando em linhas de transmissão mais eficientes, seguras e economicamente viáveis.

7 RECOMENDAÇÕES PARA PESQUISAS FUTURAS

Sugere-se a realização de pesquisas futuras que aprofundem estudos em áreas específicas do projeto mecânico de linhas aéreas de transmissão de energia, como:

Otimização de projetos para minimizar custos: Explorar técnicas e metodologias que otimizem o projeto, buscando reduzir custos de materiais e mão de obra sem comprometer a qualidade e segurança da linha de transmissão.

Desenvolvimento de materiais inovadores para cabos e torres: Investigar novos materiais com maior resistência mecânica, menor peso e maior condutividade, visando aumentar a eficiência e a vida útil das linhas de transmissão.

Implementação de tecnologias avançadas de monitoramento e controle: Aprimorar os sistemas de monitoramento e controle das linhas de transmissão, permitindo uma gestão mais eficiente da infraestrutura e a identificação precoce de falhas potenciais.

Ao investir em pesquisas nessas áreas, é possível contribuir significativamente para o aprimoramento da tecnologia de linhas aéreas de transmissão de energia, garantindo um fornecimento de energia mais confiável, sustentável e acessível à sociedade.

REFERÊNCIAS

ASHCAR, R. Recomendações e informações técnicas sobre fundações de linhas de transmissão. In: VIII ENCONTRO REGIONAL LATINOAMERICANO DO CIGRÉ, Ciudad del Este. Anais... Ciudad del Este : CIGRÉ, 1999.

ABNT NBR 6122:2021: projeto e execução de fundações. [S. l.: s. n.]. Disponível em: <https://shorturl.at/WDDGI>. Acesso em: 13 jun. 2024.

ABNT NBR 5422:2024: Projeto de linhas aéreas de energia elétrica - critérios técnicos. [S. l.: s. n.], 2024. 112 p. Disponível em: <https://shorturl.at/JeITB>. Acesso em: 6 jun. 2024.

AMARAL, Rodrigo Costa do. DIMENSIONAMENTO DE FUNDAÇÕES PARA TORRES METÁLICAS DE LINHA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. 2015. 157 p. MONOGRAFIA DE ESPECIALIZAÇÃO — UFSC, FLORIANOPOLIS, 2015.

EPE projeta R\$56,2bi de investimentos em novas linhas de transmissão e subestações • Abrapch. Disponível em: <https://abrapch.org.br/2024/01/epe-projeta-r562bi-de-investimentos-em-novas-linhas-de-transmissao-e-subestacoes/>. Acesso em: 6 jun. 2024.

EPE. Planejamento da Transmissão. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao>. Acesso em: 4 ago. 2024.

EN 50341-1:2001: overhead electrical lines exceeding AC 1 kV. [S. l.: s. n.]. 776 p. Disponível em: <https://www.scribd.com/document/403101638/EN-50341-1-ohtls-general-requirements-pdf>. Acesso em: 6 jun. 2024.

ESTUDOS de Planejamento da Transmissão. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relatorios-r1>. Acesso em: 24 mar. 2024.

ENERGIA Elétrica Planejamento da Transmissão. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao>. Acesso em: 24 mar. 2024.

FUCHS, Rubens; LABEGALINI, Paulo; ALMEIDA, Márcio. Projetos mecânicos das linhas aéreas de transmissão. [S. l.]: blucher, 1982. 548 p. ISBN 9788521201878.

FUTURO do setor elétrico passa pela evolução na transmissão. Disponível em: <https://oglobo.globo.com/especiais/noticia/2022/06/futuro-do-setor-eletrico-passa-pela-evolucao-na-transmissao.ghtml>. Acesso em: 3 abr. 2024.

GARCIA, O. D. C. Influência da qualidade da compactação dos reaterros na capacidade de carga de fundações submetidas a esforços de tração. 2005. 113 p. Tese (Mestrado) - Programa de Pós- Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2005.

KIESSLING, F.; NEFZGER, P.; NOLASCO, J. F.; KAINZKYK, U. . Overhead Power Lines: Planning, Design, Construction. FLORIDA: Springer, 2003.

NBR 6122: projeto e execução de fundações. [S. l.: s. n.]. 33 p. Disponível em: <https://docente.ifrn.edu.br/valtencirgomes/disciplinas/construcao-de-edificios/nbr-06122-1996-projeto-e-execucao-de-fundacoes>. Acesso em: 2 jul. 2024.

SOLOMON, Michelle. DOE study highlights America's transmission needs, but how do we accelerate buildout? 31 mar. 2023. Disponível em: <https://www.utilitydive.com/news/doe-study-transmission-clean-energy/646589/>. Acesso em: 4 ago. 2024.

TORRES de energia - AEAARP. Disponível em: <https://aeaarp.org.br/torres-de-energia/>. Acesso em: 4 jun. 2024.

ANEXO A – Distâncias mínimas ao longo do vão e na torre

5.4.3 Clearances within the span and at the tower

Table 5.4.3 - Minimum clearances within the span and at the tower

Load Case	Clearance cases: within the span and at the tower			Remarks	
	Within the span	At the tower			
	Phase conductor - phase conductor	Phase conductor - earth-wire	Between phases and/or circuits	Between phase conductors and earthed parts	
Maximum conductor temperature	D_{pp}	D_{ei}	D_{pp}	D_{ei}	Load conditions in still air
Ice load	D_{pp}	D_{ei}	D_{pp}	D_{ei}	Load conditions in still air
Wind load except extreme wind load	$k_1 D_{pp}$	$k_1 D_{ei}$	$k_1 D_{pp}$	$k_1 D_{ei}$	Because of a small probability of simultaneous occurrence of an overvoltage whilst the conductor is moved by wind load, clearance may be reduced by k_1 ; k_1 shall be defined in NNAs.
Extreme wind load	$D_{50_HZ_P}$	$D_{50_HZ_P_e}$	$D_{50_HZ_P}$	$D_{50_HZ_P_e}$	

If the attachment of the earth wire at the tower is higher than that of the phase conductor then the earth wire shall not sag below the phase conductor.

NOTE If lines with similar conductors (same cross-sectional area, material, construction and sag) are to be considered there are approximation methods to calculate the required clearance within the span in still air to ensure that clearances are not infringed in windy conditions. Methods should be defined in NNAs or Project Specification.