



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DOUGLAS ALVES DA SILVA

ROTEIRO E ESTUDO DE CASO PARA A ELABORAÇÃO DE PROJETO
ELETROMECAÂNICO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO DE ALTA E EXTRA ALTA
TENSÃO

FORTALEZA
JULHO DE 2013

DOUGLAS ALVES DA SILVA

**ROTEIRO E ESTUDO DE CASO PARA A ELABORAÇÃO DE PROJETO
ELETROMECÂNICO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO DE ALTA E EXTRA ALTA
TENSÃO**

Monografia submetida ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará como parte dos requisitos para a conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Msc. Carlos Gustavo Castelo Branco.

FORTALEZA
JULHO DE 2013

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- S579r Silva, Douglas Alves da.
Roteiro e estudo de caso para a elaboração de projeto eletromecânico de linhas de transmissão de alta e extra alta tensão / Douglas Alves da Silva. – 2013.
126 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2013.
Orientação: Prof. Dr. Carlos Gustavo Castelo Branco.
1. Projeto Básico . 2. Projeto Executivo. 3. Critérios de projeto. 4. Linha de transmissão. I. Título.
CDD 621.3
-

DOUGLAS ALVES DA SILVA

**ROTEIRO E ESTUDO DE CASO PARA A ELABORAÇÃO DE PROJETO
ELETROMECÂNICO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO DE ALTA E EXTRA ALTA
TENSÃO**

Monografia submetida ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará como parte dos requisitos para a conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Monografia aprovada pelo Programa de Graduação de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará em 11/07/13

Douglas Alves da Silva

BANCA EXAMINADORA

Prof. Carlos Gustavo Castelo Branco, Msc.

Orientador

Prof. Tomaz Nunes Cavalcante Neto, Msc.

Eng. Carlos Gama Bentes Júnior

À Deus, em primeiro lugar.

Aos meus pais, José Carlos e Sônia.

As minhas irmãs.

A todos os meus amigos e familiares.

“Embora ninguém possa voltar atrás e fazer um novo começo, qualquer um pode começar agora e fazer um novo fim.”

(Chico Xavier)

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus, a quem deposito toda a minha fé, pois sem ele não teria a possibilidade de realizar este trabalho, bem como todas as conquistas de minha vida.

Aos meus pais, José Carlos Flor da Silva e Sônia Maria Alves da Silva, a quem tenho enorme amor e admiração, principalmente por sempre terem me ensinado a seguir os caminhos corretos da vida com honestidade e respeito e me apoiar em todos os momentos da vida.

As minhas irmãs Débora e Danielle, a quem tenho enorme amor e que sempre, assim como meus pais, me apoiaram em todos os momentos, bons ou maus da vida.

Aos meus cunhados Fernando e Renato, pelo carinho e apoio a mim concedido.

Aos meus sobrinhos Levi e Gael, pelos momentos de extrema felicidade que me proporcionam fazendo com que a pressão e os problemas sejam esquecidos, mesmo que momentaneamente.

Aos familiares, tios e primos, que mesmo distantes, sempre me apoiam e demonstram enorme carinho.

A Kássia, uma pessoa especial, pelos ótimos momentos vividos juntos e pela força incondicional que me proporcionou num dos momentos mais difíceis da vida. Foi nela e na minha família, que encontrei forças para concluir essa graduação.

Agradeço ao Professor Carlos Gustavo Castelo Branco pela sua dedicação, paciência, disponibilidade e orientação durante a elaboração deste trabalho, e aos demais professores do Departamento de Engenharia Elétrica, que contribuíram, direta ou indiretamente, para minha formação como engenheiro eletricitista.

Agradeço aos meus chefes, Eng. Carlos Bentes e Eng. Mario Nunes, pelas contribuições realizadas neste trabalho, pelos conhecimentos transmitidos profissionalmente e por suas amizades.

Agradeço aos amigos de graduação, Lucas Lima, Thiago Costa, Thiago Silva, Thiago Lobo, Felipe Alencar, Igor Sá e tantos outros que contribuíram para minha formação acadêmica e pessoal.

Por fim, agradeço aos meus amigos, Víctor Elias, Matheus Fernandes, Jefferson Lima, Ikaro Pinheiro, Havinna Fernandes, Andréia Almeida, Érica Ribeiro, Nayara Viana e tantos outros que de alguma forma fizeram parte de minha formação e sempre torceram por mim.

RESUMO

Este trabalho discute o processo de elaboração de um projeto eletromecânico de linha de transmissão em qualquer que seja o nível de tensão de operação. Este processo é dividido em três etapas: requisição de acesso a Rede Básica de energia elétrica, Projeto Básico e Projeto Executivo. As etapas aqui abordadas permitem a compreensão da complexidade do projeto, não em grau de dificuldade de cálculo, mas sim, na grande quantidade de informações adquiridas, através de levantamentos vindos do campo (levantamentos topográficos), e encontradas, através de estudos elétricos, mecânicos e climatológicos, por parte do projetista. Com o intuito de não só abordar, mas também de exemplificar as etapas, foi demonstrado no decorrer deste trabalho um caso prático: a elaboração do Projeto Mecânico da LT 230 kV J&S, principalmente no que diz respeito aos critérios de projeto (parte integrante do Projeto Básico) e ao Projeto Executivo.

Palavras-Chave: Projeto Básico, Projeto Executivo, critérios de projeto, linha de transmissão.

ABSTRACT

This paper discusses the process of developing a electromechanical project of transmission line in whatever level of operating voltage. This process is divided into three steps: requesting access to Network Basic electrical, basic project and executive project. The steps discussed here allows to understand the complexity of the project, not in difficulty of calculation, but also in the large amount of information collected through gathering, coming from the field (topographically), and found through electrical, mechanical and climatological studies, by the projectist. Aiming to approach, and also to illustrate the steps, it was analized in this paper a practical case: the development of the Mechanical project of the LT 230 kV J&S, emphasizing the criteria of the project (part of the Basic Project) and Executive Project.

Keywords: Basic Project, Executive Project, criteria of the project, transmission line.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Diagramas esquemáticos dos tipos de conexões à Rede Básica	15
Figura 2 – Etapas de acesso obrigatórias para consumidores livres e especiais.....	16
Figura 3 – Campo elétrico circuito simples horizontal rural	26
Figura 4 – Campo magnético circuito simples horizontal rural	28
Figura 5 – Rádio interferência circuito simples horizontal rural.....	30
Figura 6 – Ruído audível circuito simples horizontal rural	31
Figura 7 – Resultado do levantamento topográfico (a) altimétrico e (b) planimétrico	66
Figura 8 – Representação do levantamento cadastral.....	68
Figura 9 – Subdivisões da Faixa de Servidão.....	69
Figura 10 – Princípio da Locação em corte longitudinal.....	76
Figura 11 – Representação de Tramo	79
Figura 12 – Desenho da cadeia dos cabos condutores.....	102
Figura 13 – Desenho das cadeias dos cabos para-raios	103
Figura 14 – Carta de aplicação da estrutura “A”	108
Figura 15 – Carta de aplicação da estrutura “B”	109
Figura 16 – Carta de aplicação da estrutura “C”	110
Figura 17 – Carta de aplicação da estrutura “D”	111
Figura 18 – Plotação final km 00 ao km 03.....	113
Figura 19 – Plotação final km 03 ao km 06.....	114

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros da LT 230 kV J&S Industrial.....	14
Tabela 2 – Níveis de curto-circuito na subestação da Rede Básica antes e após a conexão da indústria J&S Industrial Ltda.....	14
Tabela 3 – Critérios da ANEEL quanto ao risco de falha	20
Tabela 4 – Nível de referência de campo elétrico e campo magnético para linhas de transmissão em frequência de 60 Hz	25
Tabela 5 – Resumo do campo elétrico por trecho da LT.....	27
Tabela 6 – Resumo do campo magnético por trecho da LT	28
Tabela 7 – Carga nominal da cadeia.....	35
Tabela 8 – Carga máximas calculadas para as cadeias nas estruturas de suspensão e ancoragem.....	36
Tabela 9 – Valores de n para correção de velocidade do vento em função da altura.....	44
Tabela 10 – Distâncias básicas NBR 5422/1985	46
Tabela 11 – Características básicas das torres.....	54
Tabela 12 – Dimensões para fundação típica em concreto para solos normais	59
Tabela 13 – Características dos solos normais	59
Tabela 14 – Critério para aplicação de amortecedores.....	60
Tabela 15 – Usos e restrições nas subdivisões (A, B e C) da faixa de servidão	70
Tabela 16 – Cálculo mecânico do cabo condutor para as condições de governo.....	105
Tabela 17 – Lista de construção referente ao trecho de plotação final apresentado no Apêndice D	116

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

MME	Ministério de Minas e Energia
LT	Linha de Transmissão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
SIN	Sistema Interligado Nacional
RB	Rede Básica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
DIT	Demais Instalações de Transmissão
PAR	Plano de Ampliações e Reforços
OMS	Organização Mundial da Saúde
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANATEL	Agência Nacional de Telecomunicações
SPT	<i>Standart Penetration Test</i>
DUP	Declaração de Utilidade Pública
COELCE	Companhia de Energia Elétrica do Ceará

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	ii
LISTA DE TABELAS.....	ii
INTRODUÇÃO.....	6
OBJETIVO	9
ESTRUTURA DO TRABALHO	10
CAPÍTULO 1 – ACESSO A REDE BÁSICA DE ENERGIA ELÉTRICA	12
1.1. ESTUDOS ELÉTRICOS	12
1.2. INTERLIGAÇÃO COM REDE BÁSICA.....	14
1.2.1. PARECER DE ACESSO.....	16
1.3. SUPORTABILIDADE CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS – COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO – DISTÂNCIAS ELÉTRICAS DE SEGURANÇA (FASE-TERRA).....	18
1.4. CONCLUSÕES	21
CAPÍTULO 2 – REQUERIMENTOS PARA PROJETO BÁSICO.....	22
2.1. SERVIÇOS DE TOPOGRAFIA.....	22
2.1.1. ESTUDO DO TRAÇADO	22
2.1.2. LEVANTAMENTO CADASTRAL – FUNDIÁRIO	23
2.2. ANÁLISE DAS INTERFERÊNCIAS COM OUTRAS LINHAS EXISTENTES.....	24
2.2.2. CAMPO ELÉTRICO E CAMPO MAGNÉTICO.....	24
2.2.3. RADIO INTERFERÊNCIA E RUÍDO AUDÍVEL.....	28
2.3. CONCLUSÕES	31
CAPÍTULO 3 – PROJETO BÁSICO	32
3.1. CRITÉRIOS DE PROJETO.....	32
3.1.1. DEFINIÇÃO DOS CABOS CONDUTORES.....	32
3.1.2. DEFINIÇÃO DOS CABOS PARA-RAIOS.....	33
3.1.3. DEFINIÇÃO CONTRAPESO	34
3.1.4. DEFINIÇÃO DA CADEIA DE ISOLADORES	34

3.1.5.	DEFINIÇÃO DAS FERRAGENS.....	35
3.1.6.	DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS METEOROLÓGICOS E DAS PRESSÕES DE VENTO	36
3.1.7.	CÁLCULO MECÂNICO DOS CABOS CONDUTORES E PARA-RAIOS.....	44
3.1.8.	DEFINIÇÃO DAS ALTURAS MÍNIMAS CABO/SOLO E EM RELAÇÃO À VEGETAÇÃO E ESPAÇAMENTOS VERTICAIS MÍNIMOS.....	46
3.1.9.	CÁLCULO DA FAIXA DE SERVIDÃO (CRITÉRIO MECÂNICO E ELÉTRICO)...	47
3.1.10.	DEFINIÇÃO DA SÉRIE DE ESTRUTURAS.....	49
3.1.11.	HIPÓTESES DE CARREGAMENTO PARA ADEQUAÇÃO DA SÉRIE DE ESTRUTURAS	55
3.1.12.	CARGAS ATUANTES NAS FUNDAÇÕES.....	55
3.1.13.	ELABORAÇÃO DOS PROJETOS DE FUNDAÇÕES.....	56
3.1.14.	CRITÉRIO DE APLICAÇÃO DE AMORTECEDORES.....	59
3.1.15.	DEFINIÇÃO DO SISTEMA DE ATERRAMENTO DAS ESTRUTURAS E SEU CRITÉRIO APLICAÇÃO.....	60
3.1.16.	ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS DE MATERIAIS E DE CONSTRUÇÃO.....	61
3.2.	CONCLUSÕES.....	62
CAPÍTULO 4 – REQUERIMENTOS PARA PROJETO EXECUTIVO.....		63
4.1.	SERVIÇOS DE TOPOGRAFIA.....	63
4.1.1.	ANÁLISE CRÍTICA E IMPLANTAÇÃO DO TRAÇADO.....	63
4.1.2.	LEVANTAMENTO TOPOGRÁFICO.....	64
4.2.	FUNDIÁRIO.....	66
4.2.1.	LEVANTAMENTO CADASTRAL.....	67
4.2.2.	PLANTA GERAL DO TRAÇADO COM IDENTIFICAÇÃO DAS PROPRIEDADES AO LONGO DO PERCURSO DA LT.....	68
4.3.	RESTRICÇÕES DE USO E OCUPAÇÃO DO SOLO NA FASE DE OPERAÇÃO.....	68

4.4. MEDIÇÃO DE RESISTIVIDADE ELÉTRICA DO SOLO AO LONGO DA FAIXA DE SERVIDÃO	70
4.5. SONDAgens AO LONGO DA FAIXA DE SERVIDÃO	71
4.6. CONCLUSÕES	72
CAPÍTULO 5 – Projeto Executivo.....	74
5.1. PROJETO EXECUTIVO	74
5.2. MEMORIAL DESCRITIVO.....	74
5.3. PLOTAÇÃO PRELIMINAR DAS ESTRUTURAS.....	75
5.4. TABELA DE LOCAÇÃO	81
5.5. LISTA DE MATERIAIS PRELIMINAR	82
5.6. PLOTAÇÃO E LISTA DE MATERIAIS FINAIS	83
5.7. DEFINIÇÃO DAS FUNDAÇÕES TÍPICAS.....	84
5.8. LISTA DE CONSTRUÇÃO	85
5.9. TABELAS DE ESTICAMENTO	86
5.10. PROJETOS DAS TRAVESSIAS	87
5.11. ATUALIZAÇÃO “AS BUILT”	88
5.12. CONCLUSÕES.....	89
CONCLUSÕES	90
TRABALHOS FUTUROS	92
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	93
ANEXO A – TABELAS IEC - 60826	96
ANEXO B – FIGURAS IEC - 60826	98
APÊNDICE A – ARRANJO DAS CADEIAS DE ISOLADORES DOS CABOS CONDUTORES E CABOS PARA-RAIOS	101
APÊNDICE B – TABELA DE CÁLCULO MECÂNICO DOS CABOS CONDUTORES	104
APÊNDICE C – CARTAS DE APLICAÇÃO PARA AS ESTRUTURAS	107
APÊNDICE D – PLOTAÇÃO FINAL DA LT 230 KV (TRECHO)	112

APÊNDICE E – LISTA DE CONSTRUÇÃO REFRENTE AO TRECHO DE PLOTAÇÃO FINAL DA LT 230	
KV APRESENTADO NO APÊNDICE D.....	115

INTRODUÇÃO

Atualmente, a elaboração e desenvolvimento de projetos na área de transmissão de energia são considerados uma das atividades menos conhecidas da Engenharia Elétrica, por este motivo é também considerada uma atividade nobre.

O conhecimento desta área encontra-se restrito a engenheiros eletricitas especializados e que a muito concluíram o curso de engenharia, sendo pouco visado por graduandos e recém formados. Isto se dá pelo fato de ser pouco abordado durante o curso de graduação, o que a torna, aparentemente, pouco interessante.

A elaboração de projetos eletromecânicos de linha de transmissão de alta e extra alta tensão foi muito importante no período que se deu entre o pós guerra (2º Guerra Mundial) e a década de 80. O tema voltou a ser de extrema importância na atualidade em função da necessidade de ampliação da Rede Básica com o objetivo de tornar o Sistema Interligado Nacional mais confiável.

Para melhor entendermos esta situação faz-se necessário uma breve exposição histórica. Iniciando-se na data de 1882 com a construção da primeira empresa destinada a gerar e vender energia elétrica. A rede de distribuição para levar a energia gerada aos seus compradores, subterrânea, abrangia uma área de 1600 metros em torno da usina. A energia gerada e distribuída em 110 V, corrente contínua, era inicialmente utilizada para iluminação pública, residencial e algumas aplicações de força eletromotriz. Devido a sua tamanha aceitação, viu-se a necessidade de ampliação do sistema, porém, tal fato só era possível como surgimento de novas centrais geradoras em virtude das limitações técnicas das redes de distribuição ao transporte de energia a longas distâncias. Além das questões técnicas, havia também limitações econômicas (LABEGALINI, 1992).

Em 1886, depois da invenção dos transformadores, foi instalada a primeira rede CA, onde a mesma permitiria um transporte de energia mais econômico, em potências maiores e tensões mais elevadas. Já em 1888, com o desenvolvimento dos geradores síncronos, o sistema trifásico surgiu e as vantagens que o mesmo passou a apresentar sobre os sistemas CC fizeram com que passassem a ter um desenvolvimento muito mais rápido (LABEGALINI, 1992).

Cronologicamente, Paulo Roberto Labegalini (1992) apresenta a evolução do sistema elétrico de transmissão de energia, a partir de uma perspectiva mundial, da seguinte forma:

- 1886 – linha monofásica com 29,5 km e capacidade de transporte de 2.700 Hp em Roma/Itália;
- 1888 – linha trifásica, em 11 kV, com 180 km na Alemanha;
- 1890 – primeira linha em CA, de 20 km, monofásica de 3,3 kV, nos EUA;
- 1907 – atingiu-se a tensão de 110 kV;
- 1913 – construiu-se uma linha de 150 kV;
- 1923 – construiu-se linhas de 230 kV;
- 1926 – construiu-se linhas de 244 kV;
- 1936 – primeira linha de 287 kV entrou em operação;
- 1950 – entrou em operação uma linha de 1.000 km de comprimento, 50 Hz e 400 kV;
- 1953 – alcançada a tensão de 345 kV;
- 1963 – energizada primeira linha de 500 kV;
- 1965 – energizada primeira linha de 735 kV.

Já no Brasil:

- 1883 – linha de 2 km transportava a energia produzida em uma usina hidrelétrica, em Diamantina/MG;
- 1901 – construiu-se as primeiras linhas em 40 kV do sistema da empresa San Paulo Tramway Light and Power Co. Ltd.;
- 1914 – a mesma empresa introduziu o padrão 88 kV;
- Entre 1945 e 1947 – construiu-se a primeira linha de 230 kV, comprimento aproximado de 330 km;
- 1947 em diante – surgiu, em rápida sucessão, as linhas de 345 kV, 460 kV, 500 kV e as linhas de 800 kV.

A partir de 1930, sob a responsabilidade do capital privado, os serviços de transmissão foram organizados no Brasil sob forma de sistemas independentes e isolados que atendiam, preferencialmente, centros urbanos e formavam uma espécie de arquipélago de ilhas elétricas (PRAÇA, FURST in GOMES, 2012).

A intervenção do Estado no setor começou a ganhar forma após a Revolução de 1930. Tal intervenção no obedeceu qualquer planificação centralizada e foi estimulada principalmente pela escassez de energia elétrica no país. Durante a II Guerra Mundial, a crise

de suprimento de energia tornou-se cada vez mais preocupante obrigando o governo a adotar medidas de racionamento e a pensar em medidas mais efetivas de planejamento para o setor de energia elétrica. Dentre as medidas estavam à criação de empresas estatais, criação do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Eletrobras e a consolidação do Estado como grande influência no setor elétrico brasileiro com a compra das concessionárias, até então, privadas (PRAÇA, FURST in GOMES, 2012).

Da década de 1930 até a década de 1980, com as medidas tomadas por parte do Estado o sistema elétrico foi reforçado com a criação de linhas de transmissão (LT) e unidades geradoras, porém ainda eram necessários muitos investimentos para manutenção e criação das mesmas (PRAÇA, FURST in GOMES, 2012).

A década de 1980 caracterizou-se pela crise econômico-financeira do setor, a partir do agravamento da dívida externa brasileira, que culminou em políticas de cortes dos gastos estatais. O setor teve sua capacidade de investimento substancialmente reduzida e as obras de geração e transmissão foram sendo paralisadas progressivamente, tendo início um processo que viria a se complicar de maneira contínua até 1993. Como decorrência desse ambiente, várias ações foram tomadas pelo Poder Concedente na tentativa de reestruturar o setor elétrico (PRAÇA, FURST in GOMES, 2012).

Em 1996, o MME promoveu a contratação de consultoria da empresa inglesa *Coopers & Lybrand* para a realização de estudos visando à reestruturação do setor elétrico brasileiro. Os estudos realizados foram consubstanciados na Lei nº 9.648, de 1998, e no Decreto nº 2.655 do mesmo ano. Através destes, foram introduzidas as seguintes modificações na indústria de energia elétrica brasileira (PRAÇA, FURST in GOMES, 2012): criação do segmento de transmissão como um negócio independente;

- Estabelecimento de condições para o livre acesso à rede de transmissão;
- Criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), com a atribuição de coordenar e controlar a operação da geração e transmissão no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN);
- Entre outros.

A primeira iniciativa para o estabelecimento da Rede Básica (RB) está contida na Resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº 245 de 31 de julho de 1998 que definiu os critérios básicos para a composição da mesma. Tal resolução diz que a RB dos sistemas elétricos interligados deveria ser constituída por todas as linhas de transmissão em tensões de 230 kV ou superior e pelas subestações que tivessem equipamentos nas mesmas

tensões desde que integrantes de concessão de serviço público de energia elétrica, ou ainda instalações em tensão inferior a 230 kV, desde que interligassem áreas distintas ou em caso excepcionais de por proposição do ONS e que fossem consideradas relevantes para a operação da rede (PRAÇA, FURST in GOMES, 2012).

Por fim, com a vinda da Copa do Mundo de 2014 se tornou mais evidente a necessidade de transformar o Sistema Interligado Nacional em um sistema de maior qualidade, com o fim de evitar que não haja problemas relacionados a falta de energia elétrica durante a copa.

Todos estes fatos motivaram uma maior busca pelo conhecimento na área de projetos eletromecânicos de linha de transmissão de alta e extra alta tensão, o que por sua vez levou a elaboração da presente monografia.

OBJETIVO

A qualidade e a confiabilidade do sistema elétrico de transmissão e, como consequência, o atendimento ao mercado de energia do país estão intimamente relacionados à eficiência de sua expansão.

Preocupado com a necessidade de expansão, tornando o sistema brasileiro cada vez mais interligado, proporcionando uma energia de maior qualidade, busca-se com o presente trabalho elaborar uma descrição das etapas do projeto eletromecânico de uma linha de transmissão de alta e extra alta tensão. O mesmo é complexo, dispendioso e demorado, logo, buscar-se-á explicar o projeto (solicitações de acesso, elaboração, execução) de uma linha de transmissão de um consumidor livre, que será feito de forma similar ao projeto de uma LT de uma empresa estatal ou particular para fins transmissão de energia. Porém, para este último haverá maiores detalhes a serem analisados, não só na sua elaboração, mas também durante a solicitação de acesso a Rede Básica.

A demais, o presente trabalho tem o objetivo sistematizar, facilitar e ampliar o conhecimento a cerca da elaboração e desenvolvimento de projetos eletromecânicos de linhas de transmissão de alta e extra alta tensão, tendo sempre em vista que apesar do aumento exponencial da busca destas informações, as mesmas são escassas.

ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho encontra-se dividido da seguinte maneira:

Capítulo 01 – Acesso a Rede Básica de energia elétrica, é abordado o procedimento que deverá ser adotado pelo proprietário da linha de transmissão para conseguir a liberação de acesso a Rede Básica.

Capítulo 2 – Requerimento para Projeto Básico é descrito a fase inicial do projeto, onde são reunidos os dados básicos para projeto, são elaborados estudos para o melhor traçado e é feito estudos elétricos para dimensionar o tamanho da faixa de servidão.

Capítulo 3 – Projeto Básico são definidos todos os equipamentos a serem utilizados na linha de transmissão bem como: estruturas, cadeia de isoladores, cabo condutor, cabo para-raios, entre outros e, são definidas as demais características da linha como largura da faixa de servidão e a tipicidade da mesma.

Capítulo 4 – Requerimentos para Projeto Executivo, semelhante ao citado no capítulo 02, porém feitos de forma mais detalhada e definitiva. São abordados e esclarecidos os levantamentos topográfico e cadastral e explicitadas as suas funções dentro do projeto de uma linha de transmissão.

Capítulo 5 – Projeto Executivo são mostradas as etapas finais de elaboração do projeto, bem como: plotação preliminar e final, tabela de locação, lista de material, lista de construção e “AS BUILT”, ou seja, etapas que permitem a execução da linha de transmissão e a elaboração do projeto em sua versão final, como construído.

Em algumas etapas são feitas demonstrações práticas através do projeto da LT 230 kV J&S. Os dados de operação da mesma são:

- Título: LT 230 kV J&S;
- Extensão: 12 km;
- Tensão de operação: 230 kV;
- Tensão máxima operativa: 242 kV;
- Faixa de segurança: trecho em circuito simples horizontal, rural com faixa de 35 m (20,0 m para cada lado em relação ao eixo da mesma);
- Corrente em operação máxima da LT, em regime normal (longa duração): 530 A;
- Corrente em operação máxima da LT, em regime de emergência (curta duração): 777 A;

- Temperatura de operação máxima da LT, em regime de emergência (curta duração): 71 °C.

Entende-se por regime de longa duração as condições normais de operação da linha de transmissão, respeitando os limites estabelecidos em projeto (60°) (ABNT, 1985).

Entende-se por regime de curta duração a operação em emergência da linha de transmissão, a qual se encontra preconizada no item 3.5 da NBR 5422: “situação em que a linha transporta corrente acima do valor nominal do projeto, durante períodos de tempo considerados curtos em relação ao período anual de operação” (ABNT, 1985).

As condições de emergência são conceituadas no item 10.4 da ABNT NBR 5422 - – Projetos de Linhas Aéreas de Transmissão Elétrica (1985). Segundo este item, os períodos de emergência devem obedecer aos seguintes critérios:

- Ter duração inferior a 04 dias;
- O somatório das emergências em base anual não deve exceder a 5% do total de horas em regime normal de operação (aproximadamente 432 horas).

CAPÍTULO 1 – ACESSO A REDE BÁSICA DE ENERGIA ELÉTRICA

1.1. ESTUDOS ELÉTRICOS

Os estudos elétricos de uma linha de transmissão são realizados para avaliar as solicitações de acesso à RB, a elaboração de proposta de ampliações e reforços, a elaboração de estudo de planejamento e programação da operação elétrica, de estudos pré-operacionais, de comissionamento e a proteção, bem como para a operação elétrica e análise da mesma (ONS, 2010).

Para a LT em questão, por se tratar de um consumidor livre, os estudos elétricos desenvolvidos foram: simulações elétricas de fluxo de potência e análise de curto-circuito. Estes foram feitos com a finalidade de identificar a necessidade de ampliações e/ou reforços necessários no sistema elétrico para comportar a presença da LT citada.

a) Simulações elétricas de fluxo de potência

Os estudos de fluxo de potência foram elaborados para analisar o comportamento da rede elétrica em regime permanente, ou seja, propriedades não se alteram no decorrer do tempo. No geral, avaliaram se os níveis de tensão nos barramentos e os carregamentos na linha, transformadores e demais equipamentos que compõem a rede de transmissão, para uma determinada configuração do sistema elétrico e uma dada condição de carga e geração, atendem aos critérios estabelecidos no Submódulo 23.3 – Diretrizes e critérios para estudos elétricos. Este documento foi desenvolvido pelo ONS, em 2010, com o objetivo de atribuir responsabilidades e estabelecer diretrizes e critérios a serem adotados para a realização dos estudos elétricos citados.

Os critérios estabelecidos, atendidos pela J&S Industrial, para estudo de fluxo de potência são:

- *Segurança sistêmica* – não deve haver violação dos critérios estabelecidos no submódulo 23.3, citados aqui, e consequente necessidade de corte de carga provocada pela ocorrência de contingência simples.
- *Níveis de tensão* – em condição operativa normal os níveis de tensão variam entre 95% a 105% da tensão nominal de operação. Já na condição operativa de emergência os níveis de tensão variam entre 90% a 105% da tensão nominal de operação.

- *Fator de potência nos pontos de conexão com a Rede Básica* – para consumidores livres (caso da J&S Industrial) o fator de potência varia de 0,95 indutivo a 1,0.

Foram, também, levados em consideração os critérios para:

- *Limites para controle de potência reativa;*
- *Limites de carregamento da linha de transmissão;*
- *Limites de carregamento de transformadores.*

b) Análise de curto-circuito

O estudo de curto-circuito teve como objetivos verificar a evolução dos níveis de curto-circuito nas barras da RB e Demais Instalações de Transmissão (DIT) como consequência da alimentação da J&S Industrial Ltda., verificar a adequabilidade dos disjuntores para essa rede quanto a sua capacidade de interrupção de corrente simétrica e proporcionar os ajustes e a coordenação de sistemas de proteção. O mesmo deu subsídios para:

- Cálculo de equivalentes da rede;
- Dimensionamento elétrico e mecânico dos disjuntores, chaves seccionadoras, barramentos, linha de transmissão, transformadores, aterramento da instalação e outros equipamentos;
- Especificação de transformadores de corrente, bobinas de bloqueio e sistemas de proteção;
- Estudos relativos ao ajuste e coordenação da proteção.

Os critérios e diretrizes para efetuar o estudo de curto-circuito também foram retirados Submódulo 23.3.

Para os estudos elétricos citados se fez necessário uma representação do Sistema Elétrico da Rede Básica e, para tal, foi utilizado à base de dados para simulações de fluxo de carga do Plano de Ampliações e Reforços (PAR), obtidos no site do ONS. Com base nos dados encontrados foram simuladas as condições de carga leve, média e pesada da indústria J&S Industrial Ltda.

Através dos estudos elaborados foram obtidos os seguintes resultados:

a) Impedâncias de seqüências

Tabela 1 – Parâmetros da LT 230 kV J&S Industrial

Linha de Transmissão	R₁ (%)	X₁ (%)	B₁ (%)	R₀ (%)	X₀ (%)
Subestação - LT 230 kV J&S	2,1504	5,9594	9,8732	5,5944	14,677

Fonte: Elaborada pelo autor

b) Níveis de curto-circuito na subestação da Rede Básica

Tabela 2 – Níveis de curto-circuito na subestação da Rede Básica antes e após a conexão da indústria J&S Industrial Ltda.

Scc (3ϕ)		Scc (1ϕ)	
Sem industria	Com industria	Sem industria	Com industria
2.072,90	2.197,86	2.435,48	2.585,55

Fonte: Elaborada pelo autor

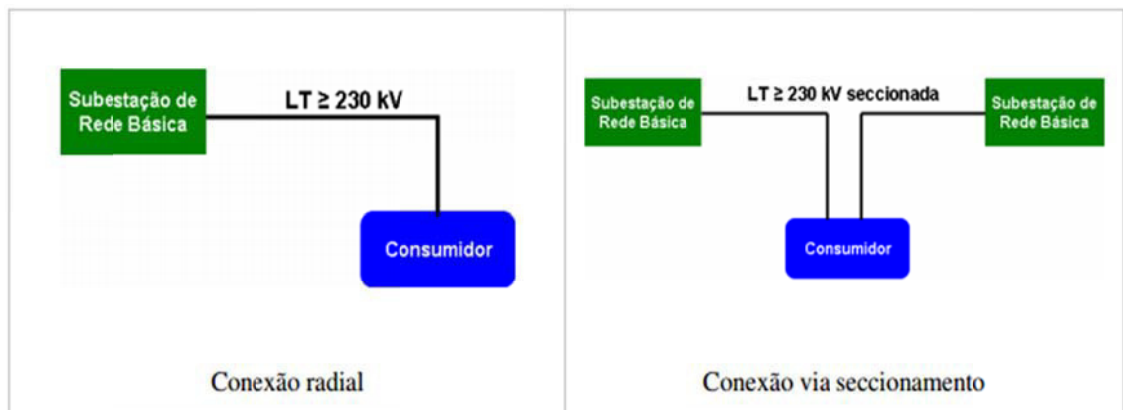
É observado, na Tabela 2, que a contribuição da conexão da indústria ao nível de curto-circuito na subestação foi de 6,0% para faltas trifásicas, o que não é significativo.

1.2. INTERLIGAÇÃO COM REDE BÁSICA

O acesso à RB por um consumidor industrial pode ser feita por meio de dois tipos de configurações:

- Via seccionamento de uma LT de Rede Básica existente;
- Por meio de conexão radial num barramento de uma subestação de Rede Básica.

Figura 1 – Diagramas esquemáticos dos tipos de conexões à Rede Básica



Fonte: (PIZETA e ROSSI, 2009)

A LT 230 kV J&S foi elaborada com a concepção de conexão radial num barramento de uma subestação da Rede Básica existente. A permissão para a interligação da mesma foi obtida após a concessão de três órgãos públicos, são eles (ANEEL, 2010):

a) Portaria do Ministério de Minas e Energia (MME)

Foram encaminhados ao MME os estudos elétricos, elaborados pela projetista da LT em questão, para que este analisasse e decidisse se o acesso à RB, sob a ótica do sistema elétrico, atendia aos critérios mínimos de custo, ou seja, se o custo total de investimento com as instalações de conexão, reforços na rede de transmissão e distribuição e os custos com perdas elétricas estavam abaixo do limite permitido.

Constatado o baixo custo, o MME, então, emitiu a portaria autorizando o acesso da linha de transmissão à Rede Básica.

b) Parecer de acesso do Operador Nacional do Sistema (ONS)

O mesmo será visto em detalhes no item 1.3.1.

c) Autorização da ANEEL

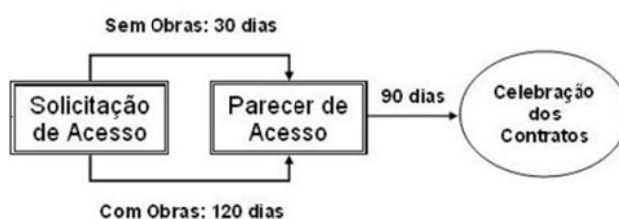
Após a portaria emitida e o parecer de acesso adquirido, a J&S Industrial Ltda. conseguiu a autorização da ANEEL para a energização das instalações e implantação das

obras. Tal autorização só foi solicitada em virtude da migração à Rede Básica, que culminou no ressarcimento por parte do consumidor à distribuidora da qual ele se desconectou.

1.2.1. PARECER DE ACESSO

Para a viabilização do acesso da LT 230 kV J&S a RB, foram 04 as etapas a serem cumpridas pelo acessante, de acordo com o Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (ANEEL, 2010): consulta de acesso, informação de acesso, solicitação de acesso e parecer de acesso. Sendo as duas primeiras etapas opcionais, por se tratar de um consumidor livre ou consumidor especial. Na Figura 2 segue o fluxograma de obtenção do parecer de acesso.

Figura 2 – Etapas de acesso obrigatórias para consumidores livres e especiais



Fonte: ANEEL, 2010

a) Consulta de acesso

É um questionamento feito pelo acessante à acessada com o objetivo de obter informações técnicas que contribuam para os estudos pertinentes ao acesso, ficando a critério da acessante indicar um ou mais pontos de conexão de interesse.

b) Informação de acesso

É a resposta formal e obrigatória da acessada à consulta de acesso com o objetivo de fornecer informações sobre o acesso pretendido. A mesma deve conter:

- A classificação da atividade do acessante;
- Informações sobre a regra de participação financeira, quando necessário;

- As características do sistema de distribuição acessado, do eventual ponto de conexão de interesse e do ponto de conexão indicado, incluindo requisitos técnicos e padrões de desempenho;
- As tarifas de uso aplicáveis;
- As responsabilidades do acessante;
- A relação de estudos e documentos a serem elaborados e apresentados pelo acessante por ocasião da solicitação de acesso, disponibilizando as informações e dados atualizados do sistema elétrico acessado necessários à elaboração dos referidos estudos.

c) Solicitação de acesso

É o requerimento formulado pelo acessante e entregue a acessada com objetivo de adquirir o parecer de acesso. Para consumidor livre ou especial a solicitação de acesso deve conter:

- Projeto das instalações de conexão, incluindo memorial descritivo, localização, arranjo físico, diagramas e estudos elétricos.

d) Parecer de acesso

É o documento formal obrigatório apresentado pela acessada, onde são informadas as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, e os requisitos técnicos que permitam a conexão das instalações do acessante, com os respectivos prazos, devendo indicar, quando necessário:

- A classificação da atividade do acessante;
- A definição do ponto de conexão de acordo com os critérios de mínimo custo global de interligação e reforço nas redes, com a apresentação das alternativas de conexão que foram avaliadas pela acessada, acompanhadas das estimativas dos respectivos custos, conclusões e justificativas;
- As características do sistema de distribuição acessado e do ponto de conexão, incluindo requisitos técnicos e padrões de desempenho;

- Relação das obras e serviços necessários no sistema acessado, com informação dos prazos para a sua conclusão, especificando as obras de responsabilidade do acessante e as de responsabilidade da acessada;
- A participação financeira;
- As informações gerais relacionadas ao ponto de conexão (tipo de terreno, faixa de passagem, características mecânicas das instalações, sistemas de proteção, controle e telecomunicações disponíveis);
- Os modelos dos contratos a serem elaborados;
- As tarifas de uso aplicáveis;
- As responsabilidades do acessante;
- Eventuais informações sobre equipamentos ou cargas susceptíveis de provocar distúrbios ou danos no sistema de distribuição acessado ou nas instalações de outros acessantes;
- Os impactos da Rede Básica a partir de interação com a ONS.

1.3. SUPORTABILIDADE CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS – COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO – DISTÂNCIAS ELÉTRICAS DE SEGURANÇA (FASE-TERRA)

O sistema elétrico de potência tem sua confiabilidade condicionada à probabilidade de ruptura de isolamentos e a ocorrência de surtos, ou seja, transitórios eletromagnéticos (descargas atmosféricas ou sobretensões de impulso e sobretensões de manobra). Os estudos desses transitórios são para certificar que não ocorram falhas de isolamento nas linhas por meio da correta coordenação de isolamento entre os equipamentos e dispositivos de proteção (PIZETA e ROSSI, 2009).

Entende-se por coordenação e isolamento o conjunto de procedimentos utilizados que resultam na correta especificação dos equipamentos e que tem como objetivo a diminuição: das interrupções do fornecimento de energia a um nível operacionalmente aceitável e da probabilidade de danos aos equipamentos que compõem a linha, tendo em vista as solicitações que podem ocorrer no sistema e as características dos dispositivos de proteção (JTSUKAWA, 2010).

O isolamento para LT 230 kV J&S foi verificado para:

- Tensão operativa (frequência industrial);

- Sobretensões de manobra;
- Sobretensões de impulso.

Através destes aspectos foram determinadas as distâncias de segurança mínimas necessárias associadas aos respectivos ângulos de balanço das cadeias e o número mínimo de isoladores necessários. Com os valores encontrados foi identificada a suportabilidade ao impulso e foi calculado o desempenho da linha quanto aos desligamentos por descargas atmosféricas.

a) Isolamento a tensão operativa (frequência industrial)

Para dimensionar o isolamento da LT em questão, na tensão máxima operativa, foi considerado o balanço da cadeia de isoladores sob ação do vento com período de retorno de, no mínimo, 30 (trinta) anos.

A distância de escoamento mínima da cadeia de isoladores foi determinada conforme a norma IEC 60815 – *Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions* (1986), onde para a região de implantação da LT a distância mínima encontrada foi de 20 mm/kV eficaz fase-fase. Considerando que o isolador utilizado foi do tipo polimérico, ou seja, o número de isoladores por cadeia é 01. Assim, temos:

$$N = \frac{T_{operativa} \times D_{er}}{DE} \quad (01)$$

Onde:

N – número de isoladores;

T_{operativa} – tensão operativa máxima;

D_{er} – distância mínima fase-fase recomenda;

DE – distância de escoamento do isolador.

Logo, a distância mínima de escoamento do isolador é de 4.840 mm. O isolador adotado para a LT tem uma distância de escoamento de 7.675 mm.

Além da distância de escoamento, também foi encontrado a distância mínima condutor-estrutura lateral e o ângulo de balanço da cadeia.

Através dos cálculos, cuja metodologia seguida foi a do livro *Transmission Line Reference Book* (1975), foi obtida uma distância mínima condutor-estrutura de 0,30 m, porém, conservativamente, foi adotado um valor de 0,50 m. Já para o cálculo de balanço, a metodologia seguida foi a da norma NBR 5422/1985, e o valor obtido para o ângulo de balanço foi de 21,4°, porém, para a escolha das estruturas, foi adotado um valor de 25°.

A composição do ângulo de balanço com a distância mínima é o requisito necessário para o isolamento à máxima tensão.

b) Isolamento a sobretensões de manobra

Sobretensões de manobra são originadas a partir de mudanças bruscas na configuração do sistema, causadas por chaveamento de equipamentos ou pela ocorrência de curtos-circuitos. As mesmas podem ser causadas pela energização de transformadores, rejeição de carga, energização e religamento de linhas de transmissão e eliminação de faltas (JTSUKAWA, 2010).

Através de dados da linha e critérios da ANEEL em relação ao risco de falha mostrados na Tabela abaixo, foi obtida uma tensão máxima de energização e de religamento de 728 kV.

Tabela 3 – Critérios da ANEEL quanto ao risco de falha

Manobra	Risco de Falha	
	Fase-Terra	Fase-Fase
Energização	10^{-3}	10^{-4}
Religamento	10^{-2}	10^{-3}

Fonte: Elaborada pelo autor

Ainda se utilizando da metodologia de cálculo fornecida pelo livro *Transmission Line Reference Book* (1975), para atender ao risco de falha da Tabela 2.3, o valor da distância mínima necessária encontrada (condutor-estrutura lateral) foi de 1,51 m, tanto para religamento como para energização. Porém, conservativamente, foi adotado um valor de 1,68 m. Para tal, o ângulo de balanço da cadeia de suspensão obtido foi de 10,1°, mas para a escolha das estruturas, foi adotado um valor de 15°.

A composição do ângulo de balanço com a distância mínima é o requisito necessário para o isolamento a sobretensões de manobra.

Para a definição da distância entre fases, considerando o risco de falha, também foi utilizada a metodologia do livro *Transmission Line Reference Book* (1975). E a mesma nos levou a obter uma distância mínima de isolamento menor do que 2,1 m. A distância fase-fase adotada é de 6 m, em função da estrutura escolhida, resultando assim em risco bastante abaixo do critério.

c) Isolamento a sobretensões de impulso

As sobretensões de impulso são causadas pela incidência de descargas elétricas atmosféricas, em um determinado ponto do sistema. A incidência da mesma pode acontecer diretamente sobre o equipamento, sobre as linhas de transmissão, ou de forma indireta – por indução. Caso as descargas caiam diretamente sobre a LT, pode dar origem a surtos de tensão que se propagam ao longo da mesma, indo de encontro aos equipamentos das subestações.

Seguindo, também, a metodologia do livro *Transmission Line Reference Book* (1975), a suportabilidade mínima a impulso obtida foi de 1.050 kV.

Por fim, através do estudo de isolamento a sobretensões de impulso e com a utilização do software FLASH Versão 1.9, o desempenho da linha de transmissão LT 230 kV J&S encontrado, frente a descargas atmosféricas, é de 0,47 desligamentos / 100 km / ano.

1.4. CONCLUSÕES

O processo visto até aqui compreende um misto de conhecimentos técnicos (estudos elétricos) e procedimentos burocráticos (parecer de acesso), onde projetista e órgãos públicos responsáveis pela liberação da construção da LT trocam informações, entre si, a fim de viabilizar a elaboração do projeto e execução do mesmo da forma mais econômica e mais estável possível.

A estabilidade do sistema é, até aqui, um dos pontos mais importantes a ser levado em consideração, pois é inegável que uma linha de transmissão a ser construída e conectada a Rede Básica possa a vir causar qualquer interferência que seja no que já está em funcionamento.

CAPÍTULO 2 – REQUERIMENTOS PARA PROJETO BÁSICO

2.1. SERVIÇOS DE TOPOGRAFIA

Ao se projetar uma linha aérea de transmissão, ou somente linha de transmissão, seus pontos inicial e final são fixados em função da localização das subestações a serem interligadas. O seu traçado poderá oferecer várias alternativas e sua escolha obedece a vários critérios, destacando-se os aspectos econômicos e também aqueles de natureza ambiental.

2.1.1. ESTUDO DO TRAÇADO

Foi priorizado, nesta fase, escolher um percurso que fosse conveniente sob o ponto de vista dos custos de construção e manutenção da linha, como por exemplo, um percurso que atravessasse regiões menos desenvolvidas, ou com inexistência de obstáculos intransponíveis ou até mesmo que exigisse soluções custosas para transpô-los e com facilidade de acesso para transportes e inspeção. Foi evitado, sempre que possível, o percurso que exigia a desfiguração dos terrenos naturais, tais como: desmatamento excessivamente largo da faixa e raspagem do solo para tráfego de veículos de serviço. Foi levado em consideração o caminhamento com maior alinhamento possível, usando preferencialmente a proximidade de faixas de servidão de rodovias federais ou estaduais para maior facilidade de manutenção da linha. Sempre que possível, a linha foi afastada, convenientemente, de áreas urbanizadas, ferrovias, e principalmente, das rotas turísticas. Foram, também, evitados cruzamentos com essas vias, em áreas florestais, com longos alinhamentos que mostrem a extensão da destruição causada (LABEGALINI, 1992).

As deflexões do traçado da linha foram reduzidas ao mínimo, tanto em grandeza como em quantidade. Tais deflexões são sempre inferiores ao ângulo máximo da série de estruturas utilizadas e situam-se em locais favoráveis à implantação das estruturas. Nos casos em que, pelos acidentes encontrados no terreno, foi necessária ou obrigatória uma deflexão grande, procurou ser levada em consideração a possibilidade do seu desdobramento em duas ou mais deflexões. Tais deflexões foram evitadas junto a travessias sobre rodovias, ferrovias, linhas de transmissão e vias navegáveis (COELCE, 2003).

Os trabalhos de escolha do traçado foram facilitados com o uso de cartas geográficas publicadas pelo IBGE a partir do levantamento aerofotogramétrico, com precisão

suficiente para esse fim e tendo como auxílio para a tomada de decisão, a disponibilidade de fotografias aéreas tridimensionais das regiões de interesse das linhas. Para a realização de tal trabalho foram, também, utilizadas imagens de satélite através do programa Google Earth. Nessas imagens a diretriz do corredor, as faixas na largura do corredor, traçado da linha dentro do corredor e todas as informações possíveis de serem cadastradas, tais como: núcleos urbanos, obstáculos, travessias, unidades de conservação e demais informações relevantes ao projeto foram determinadas (ARAÚJO, 2007).

Tais metodologias para estudo do traçado permitiram uma redução de impactos socioambientais bastante significativos, pois todo o trecho estudado pôde ser caracterizado quanto a aspectos físicos, bióticos e socioeconômicos detalhadamente (ARAÚJO, 2007).

O estudo do traçado de linha de transmissão foi dividido em etapas. São elas (ARAÚJO, 2007):

- Reuniões técnicas, tendo por objetivo traçar as atribuições dos profissionais envolvidos nas etapas de estudo, cronograma de atividades e prazo;
- Estudo do traçado em carta topográfica;
- Estudo do traçado em imagens por satélite;
- Levantamento de dados referindo-se às informações necessárias de órgãos públicos, de bibliografia específica e de pontos localizados tais como: aeroportos, aeródromos, helipontos, oleodutos, gasodutos, áreas de turismo, entre outros já citados anteriormente;
- Definição do traçado em estudo;
- Definição do traçado preferencial;
- Percurso do traçado.

Este estudo não dependeu de nenhuma autorização prévia, pois durante o mesmo não houve corte de vegetação arbórea de valor comercial e foi efetuado com anuência dos respectivos proprietários rurais e urbanos.

2.1.2. LEVANTAMENTO CADASTRAL – FUNDIÁRIO

Ainda na fase de estudo do traçado, depois de todo o estudo através de cartas geográficas, imagens por satélite (Google Earth) e fotografias tridimensionais para a definição preliminar do traçado da linha, foi necessário o levantamento cadastral fundiário.

Tal levantamento, nessa fase do projeto, teve como objetivo aprimorar o estudo do traçado, pois ajudou a desvendar quais as dificuldades econômicas e ambientais seriam encontradas nas desapropriações ou concessões das utilizações de terrenos que a LT estaria transpassando. É nessa fase que se descobre a origem do terreno, privado ou público (reservas naturais).

O levantamento cadastral fundiário, nessa fase do projeto, foi feito de forma expeditiva, ou seja, rápida e sem empecilhos. De posse do traçado pré-determinado, obtido de maneira já descrita anteriormente, foi feito um levantamento, em consultas a cartórios das cidades pelas quais a linha de transmissão passaria, sobre os tipos de terrenos que a LT estaria atravessando. Foi concluído que as passagens em terrenos de grandes propriedades e reservas naturais seriam possíveis empecilhos, pois haveria grandes custos com desapropriações ou processos longos e burocráticos na concessão de utilização da reserva natural para a passagem da linha. Logo, os mesmos foram evitados sendo feito, assim, a alteração do traçado pré-definido em estudo.

2.2. ANÁLISE DAS INTERFERÊNCIAS COM OUTRAS LINHAS EXISTENTES

Após a escolha preliminar do traçado da linha de transmissão, os agentes de transmissão responsáveis pela mesma tiveram, por obrigação, que apresentar estudos sobre a intensidade de campo elétrico e campo magnético, rádio interferência e ruído audível no interior e no limite da faixa de servidão, buscando dessa forma analisar os efeitos de outras linhas sobre a linha a ser construída, caso existissem linhas paralelas ao traçado escolhido e, principalmente, sobre pessoas que morassem ou trabalhassem em locais próximos ao limite da faixa.

2.2.2. CAMPO ELÉTRICO E CAMPO MAGNÉTICO

Toda e qualquer linha de transmissão com nível de tensão igual ou superior a 138 kV deve ter os cálculos ou medições dos campos elétricos e magnéticos realizados, sendo estes apresentados a ANEEL em memória de cálculo ou relatório. Caso os valores calculados ou medidos sejam superiores aos limites recomendados pela Organização Mundial de Saúde (OMS), reproduzidos na Tabela 1.1, o projeto deverá sofrer adequações (ANEEL, 2009).

Tabela 4 – Nível de referência de campo elétrico e campo magnético para linhas de transmissão em frequência de 60 Hz

Nível de referência para 60Hz		
	Campo elétrico (kV/m)	Campo magnético (μ T)
População geral	4,17	83,33
Ocupacional	8,33	416,67

Fonte: ANEEL (2009)

Os cálculos foram e devem ser baseados em metodologia consagrada, levando em consideração as seguintes premissas (ANEEL, 2009):

- Tensão nominal;
- Temperatura máxima admissível de projeto;
- Carregamento máximo do condutor para os regimes de operação e emergência;
- Condição de flecha máxima dos cabos;
- Vão típico para cada linha de interesse restrito por nível de tensão, para cada geometria típica dos condutores e altura mínima exigida por norma ABNT; e
- 1,5 m de altura do nível do solo para a população em geral (moradores e trabalhadores).

Para a linha em projeto, a modelagem de cálculo dos efeitos de campo elétrico e magnético foi efetuada nos limites da largura da faixa de servidão, em um eixo perpendicular à diretriz da LT, localizado em um ponto do perfil com espaçamento mínimo condutor-solo. Neste mesmo lugar geométrico, também foram considerados os eventuais acoplamentos dos efeitos, advindos do paralelismo de outras linhas de transmissão e/ou distribuição (caso de corredores), quando existentes, apresentando sempre os valores resultantes sobre os efeitos da linha referência.

Foi considerado nos cálculos, da subestação fonte à carga (J&S Indústria de Alimentos), como sendo o sentido do fluxo da corrente. E para os mesmos utilizou-se o software CAMPEL.

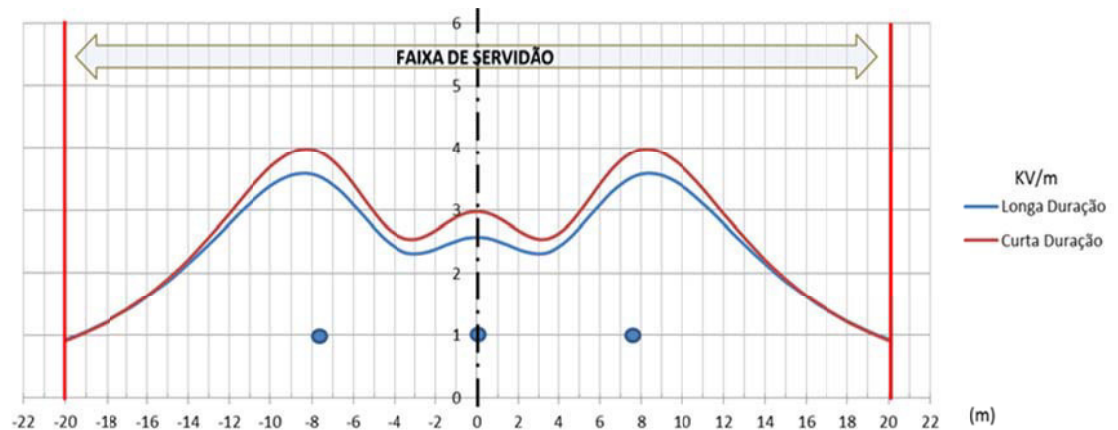
a) Campo elétrico

O único caso estudado, caracterizado pelas situações de operação normal (longa duração) e operação em emergência (curta duração), o qual é tipicamente representativo ao longo do caminhamento da LT, parametrizado pela distribuição de circuitos e áreas de passagem (rural) foi o circuito simples horizontal rural.

O gráfico de saída do caso é mostrado na Figura 3. O detalhamento do trecho considerado como típico para a LT está consubstanciado na Tabela 5.

Figura 3 – Campo elétrico circuito simples horizontal rural

Nota: Nas representações em gráfico, das condições de longa e curta duração, os cabos condutores [●] ilustram a disposição dos mesmos nos circuitos.



Fonte: Software – CAMPEL

Como pode ser observado, para o caso estudado, dentre os valores obtidos para o campo elétrico no limite da faixa de serviço, é menor que 1,00 kV/m, atendendo ao nível de referência estabelecido pela OMS e citado na Tabela 4.

Os dados calculados indicam o valor de campo elétrico máximo no interior da faixa de serviço da LT de 4,00 kV/m.

Tabela 5 – Resumo do campo elétrico por trecho da LT

Trecho da LT		Caso	Faixa de servidão (m)	Campo elétrico máximo (kV/m)	
<i>Início</i>	Fim			Limites da Faixa	Dentro da Faixa
Trecho Rural	-	Circuito simples horizontal rural	40	0,93	4,00

Fonte: Elaboração do autor

b) Campo magnético

A ANEEL especifica que o campo magnético no limite da faixa, a 1,5 m de altura, deve ser inferior ou, no máximo, igual a uma indução magnética de 83,3 μT , na condição de operação da LT em regime de curta duração.

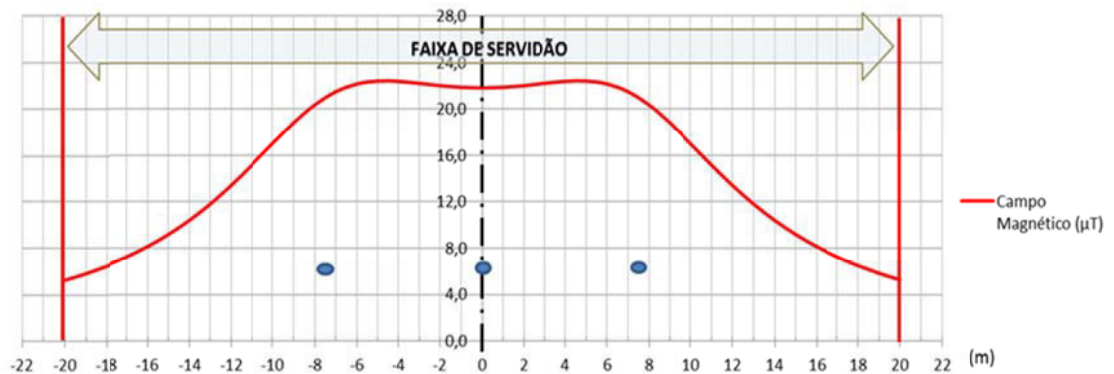
Adicionalmente, a ANEEL especifica que o campo magnético no interior da faixa de servidão não deve provocar efeitos nocivos em seres humanos, considerando a utilização que for dada a cada trecho.

Conservadoramente não foram consideradas no cálculo as correntes de retorno pela terra. A consideração do retorno pelo solo para calcular o campo magnético é significativa para distâncias superiores a 100 metros do eixo da LT (JTSUKAWA, 2010).

De forma similar ao campo elétrico, o mesmo caso foi estudado, parametrizado pela distribuição de circuitos e o gráfico de saída do caso é apresentado na Figura 4. O detalhamento do trecho considerado como típico para a LT está consubstanciado na Tabela 6.

Figura 4 – Campo magnético circuito simples horizontal rural

Nota: Nas representações em gráfico, das condições de longa e curta duração, os cabos condutores [●] ilustram a disposição dos mesmos nos circuitos.



Fonte: Software – CAMPEL

Como pode ser observado, dentre os valores obtidos para o campo magnético no limite da faixa de servidão, é menor que 5,40 μT , atendendo ao nível de referência estabelecido.

Os dados calculados indicam o valor de campo magnético máximo no interior da faixa de servidão da LT de 21,04 μT , correspondente ao trecho típico.

Tabela 6 – Resumo do campo magnético por trecho da LT

Trecho da LT		Caso	Faixa de servidão (m)	Campo magnético máximo (μT)	
Início	Fim			Limites da Faixa	Dentro da Faixa
Trecho Rural	-	Circuito simples horizontal rural	40	5,26	22,42

Fonte: Elaboração do autor

2.2.3. RADIO INTERFERÊNCIA E RUÍDO AUDÍVEL

Além dos efeitos de campo elétrico e campo magnético, foi levado, também, em consideração os efeitos de radio interferência e ruído audível.

a) Radio Interferência:

A rádio interferência é a degradação da recepção de um sinal desejado causada por perturbações de radiofrequência (LEÃO, 2008).

A interferência nas frequências de rádio é caracterizada por radiações eletromagnéticas emitidas por circuitos elétricos que geram sinais indesejados. Ou seja, são emissões eletromagnéticas que podem afetar a qualidade de recepção de um equipamento, dispositivo ou sistema (LEÃO, 2008).

A rádio interferência gerada por linha de transmissão, acima de 1 kV, é causada principalmente pelo efeito corona, isoladores defeituosos ou contatos frouxos, permitindo a existência de descargas elétricas, que variam conforme as condições atmosféricas (LEÃO, 2008).

O efeito corona é uma descarga elétrica que se forma na superfície do condutor quando a intensidade de campo elétrico nesta região excede a rigidez dielétrica do ar. Este intenso campo elétrico ioniza os átomos nas proximidades do condutor da linha de transmissão, ocasionando o aparecimento de descargas parciais. Tais descargas provocam pulsos de tensão e corrente de curta duração, que se propagam ao longo das linhas, gerando campos eletromagnéticos de alta frequência. Estes campos dão origem à rádio interferência, e sua intensidade está diretamente ligada à geometria da linha, sendo o diâmetro do condutor um dos parâmetros de maior influência (FILHO, 2011).

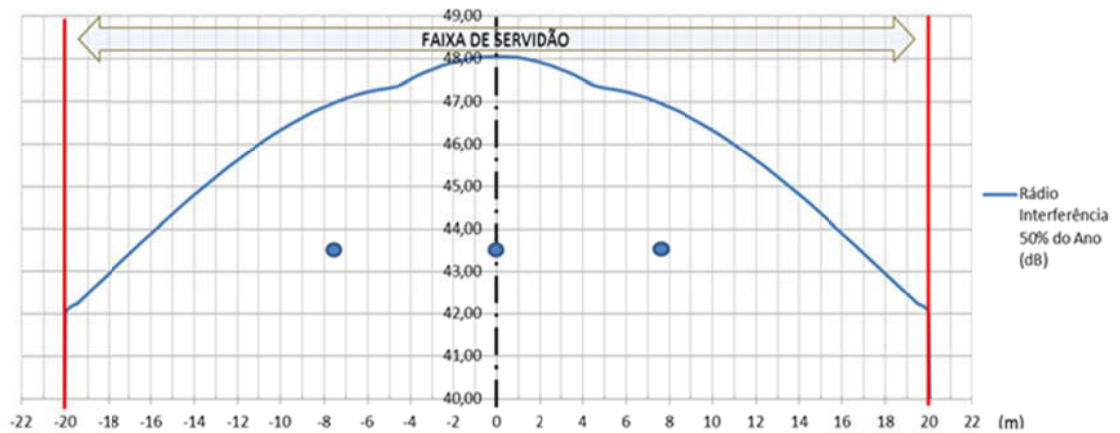
No caso de linhas de transmissão, as agências reguladoras determinam o nível máximo de rádio interferência que pode existir no limite da faixa de servidão. Este nível é baseado na relação sinal/ruído de modo a proteger os sinais das rádios, a partir da distância estipulada pelo limite da faixa de passagem da linha (FILHO, 2011). Para linhas de 230 kV a relação sinal ruído no limite da faixa de segurança deve ser, no mínimo, igual a 24 dBu, para 50% do período de um ano.

Admitiu-se para o sinal a ser protegido a intensidade mínima de 66 dBu, conforme recomendação da Agência Nacional de Telecomunicação (ANATEL). Sendo a relação sinal/ruído obtida pela subtração do nível de ruído do nível de sinal, temos que o ruído máximo admissível no limite da faixa é de 42 dBu.

Como observado, na Figura 5 – Rádio interferência circuito simples horizontal rural, no limite da faixa de servidão o valor obtido foi de 42 dBu, atendendo ao máximo admissível.

Figura 5 – Rádio interferência circuito simples horizontal rural

Nota: Nas representações em gráfico, das condições de longa e curta duração, os cabos condutores [●] ilustram a disposição dos mesmos nos circuitos.



Fonte: Software – CAMPEL

b) Ruído audível

Ruído audível é um sinal acústico originado da superposição de vários movimentos de vibração com diferentes frequências, as quais não apresentam relações entre si (FREITAS et al.).

Assim como na rádio interferência, o ruído audível em linhas de transmissão origina-se do efeito corona. Este por sua vez é agravado pelas variações climáticas (FUCHS, 1977).

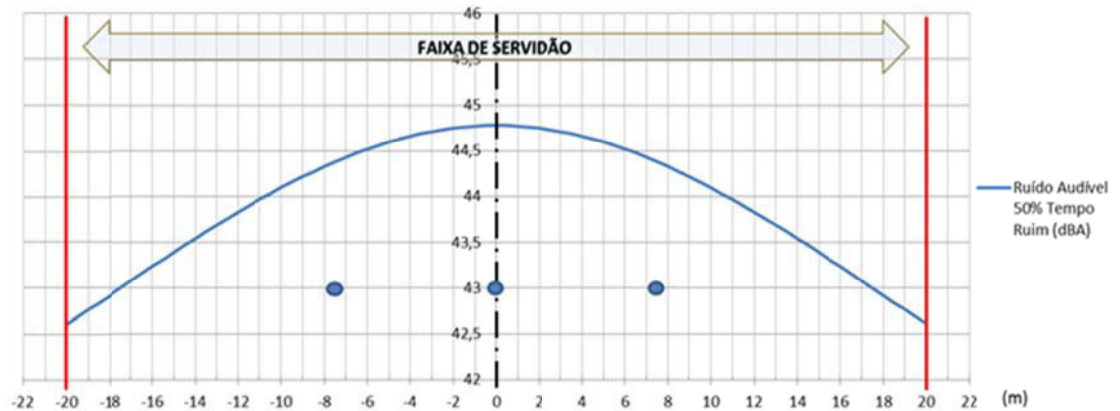
As variações climáticas contribuem para o aumento ou redução da intensidade de campo elétrico, provocando perdas, ruído eletromagnético, vibrações, entre outros (FUCHS, 1977).

O ruído audível é influenciado pela tensão de operação da linha, pelo diâmetro dos condutores, configuração do feixe dos condutores, condição superficial dos condutores (impurezas, danos), intensidade do vento e condições atmosféricas. Seus valores máximos são normalmente limitados na faixa de servidão das linhas (FREITAS et al.).

A ANEEL especifica que o valor máximo de ruído audível, normalmente limitado na faixa de passagem das linhas, é 58 dBA. E como observado na Figura 6 – Ruído audível circuito simples horizontal rural o valor encontrado para a linha em questão (42,61 dBA) atende ao exigido.

Figura 6 – Ruído audível circuito simples horizontal rural

Nota: Nas representações em gráfico, das condições de longa e curta duração, os cabos condutores [●] ilustram a disposição dos mesmos nos circuitos.



Fonte: Software – CAMPEL

2.3. CONCLUSÕES

Antecedendo a elaboração do projeto vem às etapas de estudo do traçado e, em função da sua escolha, as etapas de estudo das interferências que a LT projetada sofrerá de outras linhas de transmissão próximas. As etapas aqui descritas requerem experiência dos responsáveis por suas execuções, pois essas são concretizadas através de informações (fotos e Google Earth) que não retratam fielmente a situação que será encontrada. Geralmente são escolhidos mais de um traçado para que futuramente, em visita “*in loco*”, seja escolhido o traçado definitivo.

CAPÍTULO 3 – PROJETO BÁSICO

3.1. CRITÉRIOS DE PROJETO

Os critérios de projeto de uma linha de transmissão são elementos, definidos por órgãos reguladores e/ou através de estudos (elétrico e mecânicos), que devem ser utilizados na elaboração do projeto e execução de uma LT com o objetivo de tornar a mesma segura e qualificada para transportar uma energia confiável.

Os critérios de projeto utilizados para o desenvolvimento do projeto da LT 230 kV J&S, são descritos abaixo.

3.1.1. DEFINIÇÃO DOS CABOS CONDUTORES

A escolha do cabo condutor obedeceu a um critério de otimização técnico-econômica, levando-se em consideração os aspectos elétricos, mecânicos e estruturais. Após os cálculos de perda joule, corona visual, rádio interferência e ampacidade, além dos esforços mecânicos atuantes, para três condutores distintos, foi concluído que o melhor condutor é:

- *Nome:* DOVE
- *Tipo:* CAA
- *Bitola (MCM):* 556,5
- *Formação:* 26/7 fios
- *Diâmetro (mm):* 23,54
- *Seção Transversal (mm²):* 327,93
- *Peso Linear (kgf/m):* 1,1402
- *Carga de Ruptura (kgf):* 10.277
- *Modo de elasticidade final (kgf/mm²):* 7.593
- *Coefficiente de dilatação final (/^oC):* 0,0000189
- *Condutores por Feixe:* 1
- *Características elétricas:*
 - *Ampacidade Máxima (A):* 814
 - *Resistência Elétrica 75 °C (Ω/km):* 0,1230
 - *Reatância Indutiva (Ω/km):* 0,3508
 - *Reatância Capacitiva (MΩ.km):* 0,2121

3.1.2. DEFINIÇÃO DOS CABOS PARA-RAIOS

Os cabos para-raios utilizados foram os mesmos utilizados pela concessionária local:

- AÇO ZINCADO EHS 3/8”
 - *Bitola*: 3/8”
 - *Diâmetro (mm)*: 9,15
 - *Seção Transversal (mm²)*: 51,14
 - *Formação*: 07 fios
 - *Peso Linear (kgf/m)*: 0,407
 - *Carga de Ruptura (kgf)*: 7.000
 - *Modo de elasticidade final (kgf/mm²)*: 18.000
 - *Coefficiente de dilatação final (/°C)*: 0,0000115

- OPGW
 - *Diâmetro (mm)*: 14,4
 - *Seção Transversal (mm²)*: 120
 - *Peso Linear (kgf/m)*: 0,7
 - *Carga de Ruptura (kgf)*: 11.310
 - *Modo de elasticidade final (kgf/mm²)*: 13.100
 - *Coefficiente de dilatação final (/°C)*: 0,0000140

Ambos têm com função interceptar as descargas atmosféricas e evitar que atinjam os condutores, reduzindo assim as possibilidades de ocorrerem interrupções nos fornecimentos de energia pelas linhas. Tem o OPGW, também, de forma secundária, a função de conduzir informações (dados de comunicação e telemedição), pois o mesmo tem formação multicamadas. Externamente, o condutor OPGW, possui uma ou duas camadas de fios metálicos (alumínio, liga de alumínio ou aço galvanizado) e internamente possui fibras ópticas revestidas em acrilato responsáveis por transmitir os dados de comunicação e telemedição (LABEGALINI, 1992).

3.1.3. DEFINIÇÃO CONTRAPESO

O cabo contrapeso utilizado foi o mesmo utilizado pela concessionária local:

- AÇO ZINCADO HS 3/8" SM
 - *Bitola: 3/8"*
 - *Diâmetro (mm): 9,15*
 - *Seção Transversal (mm²): 51,14*
 - *Formação: 07 fios*
 - *Peso Linear (kgf/m): 0,407*
 - *Carga de Ruptura (kgf): 7.000*
 - *Modo de elasticidade final (kgf/mm²): 18.000*
 - *Coefficiente de dilatação final (/°C): 0,0000115*

O cabo contrapeso, ou também condutor para aterramento, é enterrado no solo ao longo da faixa de servidão da linha, que tem como objetivo reduzir a resistência de aterramento da estrutura (torre metálica) para valores compatíveis com o desempenho esperado frente a curtos-circuitos, surtos de manobra, descargas atmosféricas e a segurança de terceiros. Usualmente, os valores de resistência que se deseja obter em linhas de 230 kV é de 20 Ω.

3.1.4. DEFINIÇÃO DA CADEIA DE ISOLADORES

A cadeia de isoladores é o conjunto de ferragens interligadas entre si e ao isolador que tem como objetivo isolar eletricamente os condutores das estruturas e promover a sustentação mecânica dos mesmos.

São dois os tipos de cadeias para condutores e cabos para-raios:

a) *Cadeia de suspensão:*

Suporta os condutores e transmite aos suportes todos os esforços recebidos destes, sendo esses esforços provenientes do peso dos condutores. Não possuem nenhum tipo de anel ou raquete anti-corona, porém deverão ter o desenho do balancim e grampos otimizados para uma distribuição adequada do campo elétrico no lado fase.

b) Cadeia de ancoragem:

São mais solicitadas mecanicamente, pois elas devem suportar todos os esforços transmitidos axialmente pelos cabos em quaisquer condições de solicitação. Os esforços aos quais as cadeias de ancoragens são submetidas provêm do peso do condutor e do vento no mesmo. Tal cadeia é provida de anéis para controle do efeito corona.

As cadeias de isoladores especificadas para a LT 230 kV J&S foram as mesmas utilizadas pela concessionária local. No Apêndice A seguem os desenhos das cadeias de isoladores dos cabos condutores e cabos para-raios.

3.1.5. DEFINIÇÃO DAS FERRAGENS

A determinação da resistência eletromecânica nominal das cadeias, por consequência, das ferragens foi feita com base nas cargas máximas atuantes em cada estrutura, em função de suas características de utilização, e nas recomendações da norma NBR 5422/1985, ou seja:

- Carga máxima de curta duração (vento máximo ou ruptura do condutor) = 60% da carga de ruptura da cadeia
- Carga máxima permanente (EDS) = 40% da carga de ruptura da cadeia

Desta forma, obtivemos a seguinte carga máxima admissível para cada categoria de cadeia de isolador:

Tabela 7 – Carga nominal da cadeia

Carga nominal cadeia	120 kN (12.000 kgf)
Vento máximo / ruptura	7.200 kgf
EDS	4.800 kgf

Fonte: Elaborado pelo autor

As cargas máximas calculadas para as cadeias e a carga nominal selecionada foram:

Tabela 8 – Carga máximas calculadas para as cadeias nas estruturas de suspensão e ancoragem

Torre Tipo	Carga máxima do condutor sobre a cadeia (kgf)			Carga Nominal Cadeia
	Vento Máx.	EDS	Ruptura em EDS	
A	1.640	710	2.021	120 kN
B	1.969	1.451	2.088	120 kN
C	1.660	1.100	1.768	120 kN
D	1.660	1.100	1.768	120 kN

Fonte: Elaborada pelo autor

Os tipos de ferragens utilizadas nas cadeias de isoladores, suspensão e ancoragem dos condutores e cabos para-raios, foram definidos levando em consideração os tipos de conexões a serem feitas com a estrutura e com o condutor. As cadeias devem permitir um ajuste fino da tração ao qual o condutor estará submetido.

3.1.6.DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS METEOROLÓGICOS E DAS PRESSÕES DE VENTO

As solicitações mecânicas dos cabos das linhas de transmissão e também das estruturas e fundações são decorrentes das variações das condições atmosféricas (temperatura e vento) nas regiões em que as linhas se encontram. Tais dados são coletados em postos de observações meteorológicas na própria região, ou regiões próximas de condições climáticas semelhantes, ou ainda, caso seja impossível tal coleta, o projetista poderá recorrer às cartas meteorológicas constantes no Anexo A da NBR 5422/1985 (LABEGALINI, 1992).

Para a LT 230 kV J&S, tais dados foram coletados em estações meteorológicas e corrigidos em métodos estáticos. Através desses métodos foram encontrados os seguintes valores:

a) *Temperaturas*

- Temperatura de maior ocorrência ou média (EDS): 23 °C
- Temperatura máxima de operação (Longa Duração): 50 °C
- Temperatura máxima de operação (Curta Duração): 71 °C
- Temperatura mínima: 12 °C
- Temperatura provável de ocorrência do vento máximo e vento reduzido: 17 °C

b) *Velocidade de vento extremo 150 anos, 10 minutos*

- Tempo de integração média: 10 minutos
- Período de retorno: 150 anos
- Altura: 10 m
- Categoria do terreno: B
- Velocidade: 85 km/h (23,6 m/s)

c) *Velocidade de vento de balanço 50 anos, 30 segundos*

- Tempo de integração média: 30 segundos
- Período de retorno: 50 anos
- Altura: 10 m
- Categoria do terreno: B
- Velocidade: 100 km/h (27,8 m/s)

d) *Velocidade de vento de balanço 30 anos, 30 segundos*

- Tempo de integração média: 30 segundos
- Período de retorno: 30 anos
- Altura: 10 m
- Categoria do terreno: B
- Velocidade: 68 km/h (18,9 m/s)

e) *Velocidade de vento de balanço 02 anos, 30 segundos*

- Tempo de integração média: 30 segundos
- Período de retorno: 02 anos
- Altura: 10 m
- Categoria do terreno: B
- Velocidade máxima anual: 46,2 km/h (12,8 m/s)

f) *Altitudes*

- A altitude média da região onde a linha se localiza é de 37 m acima do nível do mar.

Para a determinação das pressões de ventos nos cabos condutores, cabos para-raios e cadeias de isoladores foram encontrados a velocidade de vento de referência ou velocidade de vento de projeto e a pressão dinâmica de referência, mostrados abaixo:

a) *Velocidade de referência V_R*

A velocidade de referência V_R , a ser utilizada para o projeto, é função da velocidade de vento máximo (VM) e do fator de rugosidade K_R :

$$V_R = K_R \cdot V_M \quad (02)$$

Da Tabela 04 da norma *IEC 60826 – Design criteria of overhead transmission lines* (2003), demonstrada no Anexo A, tem:

$$K_R = 1, \text{ para terreno de rugosidade B}$$

Portanto, de (02) obtemos:

$$V_R = V_M \quad (03)$$

Ou seja,

$$V_R = 23,6 \text{ m / s}$$

b) *Pressão dinâmica de referência*

Com base no item 08 da norma NBR 5422/1985, a pressão dinâmica de referência pode ser calculada através da seguinte fórmula:

$$q_0 = \frac{\rho \cdot V_R^2}{2 \cdot g} \quad (03)$$

Onde,

q_0 – pressão dinâmica de referência, em kgf/m²;

g – aceleração da gravidade, em m/s (9,81);

ρ – massa específica do ar, em kg /m³;

V_M – velocidade de referência de projeto, 23,6m/s.

O valor da massa específica do ar é dado por:

$$\rho = \frac{1,293}{1 + 0,00367 \cdot t} \left(\frac{16000 + 64 \cdot t - ALT}{16000 + 64 \cdot t + ALT} \right) \quad (04)$$

onde,

t – temperatura provável de ocorrência de Vento Máximo, em °C ($t=17^\circ\text{C}$);

ALT – altitude média da região de implantação da LT, igual a 37 metros.

Logo, substituindo o valor de (04) em (03), obtemos:

$$q_0 = 34,41 \text{ kgf/m}^2 = 337,46 \text{ N/m}^2$$

Após a definição da velocidade de projeto e da pressão dinâmica de referência, foram aplicados, esses valores, nos cálculos da pressão de vento nos condutores, para-raios e cadeia de isoladores, além da pressão de vento de balanço nos cabos condutores, como mostrado abaixo.

c) *Pressão do vento de projeto nos cabos*

Com base na norma *IEC - 60826*, a ação de vento nos cabos é expressa por:

$$A_C = q_0 \cdot C_{XC} \cdot G_C \cdot G_L \cdot d \cdot L \cdot \text{sen}^2 \Omega \quad (05)$$

e

$$P_V = q_0 \cdot C_{XC} \cdot G_C \cdot G_L \quad (06)$$

Logo, substituindo (06) em (05), obtemos:

$$A_C = P_V \cdot d \cdot L \cdot \text{sen}^2 \Omega \quad (07)$$

Onde,

q_0 – pressão dinâmica de referência;

C_{xc} – coeficiente de arrasto, igual a 1,0;

G_c – fator de vento combinado (função da altura média dos cabos);

G_L – fator de vão (função do vão médio da linha);

D – diâmetro do cabo em m;

L – vão médio em m;

Ω – ângulo de incidência do vento;

P_v – pressão de vento sobre o cabo.

Considerando o emprego das estruturas de suspensão mais altas, “A”, em perfil levemente movimentado, foi estimada a utilização de vãos em torno de 500m, conseqüentemente um vão básico também de 500m.

d) *Pressão de vento no cabo condutor DOVE*

Para um vão de 500m, teremos uma flecha de 19,0m, portanto podemos calcular a altura média dos cabos condutores como segue:

$$Z_C = D_{C/S} + \frac{f}{3} \quad (08)$$

Onde,

$D_{C/S}$ – distância cabo-solo de 7,5 m obtida no estudo de coordenação de isolamento;

f – flecha de 19,0 m obtida no cálculo mecânico e correspondente à temperatura máxima, sem vento.

$$Z_C = 7,5 + \frac{19,0}{3} \cong 18,85m$$

Das Figuras 3 e 4 da *IEC - 60826*, demonstradas no Anexo B, para um vão de 500m, altura de 14,0m e considerando o terreno de rugosidade B, obtém-se:

$$G_C = 1,97;$$

$$G_L = 0,92.$$

Substituindo G_C e G_L na equação (06), temos:

$$P_{VC} = 34,41 \cdot 1 \cdot 1,97 \cdot 0,92 \cong 62,36 \text{kgf} / m^2$$

e) *Pressão de vento no cabo para-raios*

Analogamente ao calculado para o condutor, para um vão de 500m, temos uma flecha de 16,12 m, portanto podemos calcular a altura média dos cabos para-raios como segue:

$$V_H = V_{10} \cdot \left(\frac{H}{10} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (09)$$

Onde,

$D_{C/S}$ – distância cabo-solo de 7,5 m obtida no estudo de coordenação de isolamento;

f – flecha de 19,0 m obtida no cálculo mecânico e correspondente à temperatura máxima, sem vento;

H_E – altura da estrutura, em m;

f_{PR} – flecha do para-raio de 16,12 m obtida no cálculo mecânico e correspondente à temperatura máxima, sem vento.

$$Y_C = 7,5 + 19 + 18 - \left(\frac{2}{3} \cdot 16,12 \right) \cong 33,75m$$

Das Figuras 3 e 4 da *IEC - 60826*, demonstradas no Anexo B, para um vão de 500m, altura de 33,75m, e considerando o terreno de rugosidade B, obtém-se:

$$G_C = 2,29;$$

$$G_L = 0,92.$$

Substituindo G_C e G_L na equação (06), temos:

$$P_{VPR} = 34,41 \cdot 1 \cdot 2,29 \cdot 0,92 \cong 72,50 \text{ kgf} / m^2$$

f) Pressão do vento nas cadeias de isoladores

De acordo com a norma *IEC - 60826*, a ação de vento nas cadeias de isoladores é expressa pela seguinte equação:

$$A_C = q_0 \cdot C_{xi} \cdot G_t \cdot S_i \quad (10)$$

Onde:

q_0 – pressão dinâmica de referência;

C_{xi} – coeficiente de arrasto, igual a 1,2;

G_t – fator de vento combinado (função da altura média da cadeia);

S_i – área projetada da cadeia de isoladores;

P_{vcad} – pressão de vento sobre a cadeia de isoladores.

$$P_{vcad} = q_0 \cdot C_{xi} \cdot G_t \quad (11)$$

Então:

$$Z_i = D_{C/S} + f_C + \left(\frac{3}{2}\right) \quad (12)$$

Onde,

$D_{C/S}$ – distância cabo-solo de 7,5 m obtida no estudo de coordenação de isolamento;

f – flecha de 19,0 m obtida no cálculo mecânico e correspondente à temperatura máxima, sem vento.

Logo,

$$Z_i = 7,5 + 19 + \left(\frac{3}{2}\right) = 28m$$

Da Figura 5 da IEC- 60826, demonstrada Anexo B, para altura de 28,00m, e considerando o terreno de rugosidade B, obtém-se:

$$G_t = 2,35.$$

Substituindo G_t na equação (11), temos:

$$P_{v_{cad}} = 34,41 \cdot 1,2 \cdot 2,35 = 97,04 \text{kgf} / \text{m}^2$$

g) Pressão de vento de balanço nos cabos condutores

O balanço dos cabos condutores será calculado segundo o critério da NBR – 5422/1985, para velocidade de vento com período de retorno de 30 anos e período de integração de 30 segundos, corrigida para a altura média do condutor, de acordo como item 4.8.4 da referida norma, ou seja, fórmula (09).

Tabela 9 – Valores de n para correção de velocidade do vento em função da altura

Categoria do terreno	n	
	t = 2 segundos	t = 30 segundos
A	13	12
B	12	11
C	10	9,5
D	8,5	8

Fonte: (NBR – 5422, 1985)

$$V_H = 18,9 \cdot \left(\frac{14}{10}\right)^{\frac{1}{11}} = 19,5 \text{ m/s}$$

Então, analogamente ao desenvolvido no cálculo da pressão dinâmica de referência, e com base na fórmula (03), podemos calcular a pressão de vento sobre o condutor, que é:

$$q_{0h} = 23,5 \text{ kgf/m}^2$$

3.1.7. CÁLCULO MECÂNICO DOS CABOS CONDUTORES E PARA-RAIOS

Os cálculos mecânicos têm por objetivo estudar os comportamentos dos cabos condutores e cabos para-raios nas condições de vento e temperatura definidas no item 3.1.6.

a) Condições de Carregamento

Recomenda a NBR – 5422/1985 em sua Tabela 3 que para casos em que não se utilizem dispositivos de proteção contra vibração, a tração axial máxima que pode ser aplicada a cabos do tipo “CAA”, na condição de trabalho de maior duração (EDS 23°C), seja de no máximo 20% da sua carga de ruptura (CR).

Para a condição de vento máximo (17° C), a tração axial não poderá ser superior a 50% da CR., sendo considerado nesta condição o peso virtual do condutor, ou seja, a resultante da pressão de vento atuando no condutor e seu peso próprio.

Na condição de temperatura mínima (12° C), a tração axial não deverá ultrapassar a 33% da CR.

A Temperatura do condutor, na condição de flecha máxima, foi considerada como sendo de 50°C.

b) Cálculo Mecânico

Com base na equação de mudança de estado, foi elaborada a tabela dos Anexos II, para vãos básicos de 100 a 600 metros, com variações de 20 metros. Nesta tabela são apresentados as trações axiais (T) e horizontais (H), as flechas (f) e o percentual da tração axial com relação à carga de ruptura de cada cabo considerado.

São cinco as condições de governo adotadas para o cabo condutor:

- *CONDIÇÃO 1* - temperatura EDS (23° C), final;
- *CONDIÇÃO 2* - temperatura de flecha máxima do cabo condutor ou regime de longa duração (50° C), final;
- *CONDIÇÃO 3* - temperatura mínima (12° C), final;
- *CONDIÇÃO 4* - temperatura de vento máximo (17°C), final;
- *CONDIÇÃO 5* - temperatura de regime de curta duração (71°c), final;
- *CONDIÇÃO 6* - temperatura de flecha máxima do cabo para-raios (40°c), final.

Nos valores apresentados para o cabo condutor (condições de governo 1, 2, 3, 4 e 5), foram consideradas sempre as condições finais, onde os alongamentos máximos a que estão submetidos já ocorreram.

É apresentada no Apêndice B a Tabela 16, referente aos cálculos mecânicos do cabo condutor nas condições de governo apresentadas.

Para o cabo para-raios de aço 3/8” EHS, as trações foram calculadas somente para as condições de governo 1, 3, 4 e 6, considerando para cada vão básico, a igualdade de flecha do cabo para-raios à 90% da flecha do cabo condutor, na Condição 1 (EDS).

A tabela de esticamento para o nivelamento e grampeamento dos cabos foi estabelecida por ocasião da construção da LT, após a confirmação dos vãos e desníveis de projeto e as características mecânicas dos cabos adquiridos. No particular aos cabos condutores, as condições iniciais foram observadas na elaboração das referidas tabelas, momento em que foram compensadas através da adoção do equivalente térmico adequado.

3.1.8. DEFINIÇÃO DAS ALTURAS MÍNIMAS CABO/SOLO E EM RELAÇÃO À VEGETAÇÃO E ESPAÇAMENTOS VERTICAIS MÍNIMOS

As alturas mínimas cabo/solo e em relação à vegetação adotadas seguiram as exigências da NBR - 5422/1985 itens: 10.3.1 para as distâncias cabo/solo e 13.2.1 para as distâncias do cabo em relação à vegetação.

Segundo o item 10.3.1, para as alturas mínimas cabo/solo, para linhas com tensão de operação de 230 kV, caso em estudo, as distâncias de segurança são calculadas pela seguinte fórmula:

$$D = a + 0,01 \left(\frac{D_U}{\sqrt{3}} - 50 \right) \quad (13)$$

Onde,

D – distância mínima cabo/solo ou cabo/objetos;

a – distância básica fornecida na Tabela 10 – Distâncias básicas NBR 5422/19985;

D_U – tensão máxima operativa, ou seja, 105% da tensão nominal.

Tabela 10 – Distâncias básicas NBR 5422/1985

Natureza da região ou obstáculo atravessado pela linha ou que dela se aproxime	Distância básica, a (m)
Locais acessíveis apenas a pedestres	6,0
Locais onde circulam máquinas agrícolas	6,5
Rodovias, ruas e avenidas	8,0
Ferrovias não eletrificadas	9,0
Ferrovias eletrificadas ou com previsão de eletrificação	12,0
Suporte de linha pertencente a ferrovia	4,0
Águas navegáveis	H + 2,0
Água não navegáveis	6,0
Linhas de energia elétrica	1,2
Linhas de telecomunicação	1,8
Telhados e terraços	4,0
Paredes	3,0
Instalações transportadoras	3,0
Veículos rodoviários e ferroviários	3,0

Fonte: (NBR -5422, 1985)

Enquanto que para o item 13.2.1, também para linhas com tensão de operação de 230 kV, a distância do cabo em relação à vegetação é dada pela fórmula:

$$H = 4,0 + 0,01 \left(\frac{D_U}{\sqrt{3}} - 50 \right) \quad (14)$$

Onde,

H – altura mínima cabo/vegetação;

D_U – tensão máxima operativa, ou seja, 105% da tensão nominal.

Para os demais espaçamentos verticais mínimos foram adotadas as exigências da NBR 5422/1985 itens: 10.2.2.3 distância entre condutores e cabos para-raios ou entre condutores e estais, 10.2.2.4 distância entre condutores e elementos aterrados do suporte, 10.3.3 distância cabo/solo levando em consideração os efeitos eletrostáticos e 10.4 distância cabo/solo em condições de emergência.

3.1.9. CÁLCULO DA FAIXA DE SERVIDÃO (CRITÉRIO MECÂNICO E ELÉTRICO)

A faixa de servidão é determinada para atender as seguintes condições:

- Manter distância mínima para evitar descarga à tensão máxima operativa entre os condutores das fases externas e o limite da faixa, para o balanço máximo dos condutores sob condição de flecha máxima, conforme indicado no item 12 da NBR 5422/1985.
- Atender aos critérios de rádio interferência, ruído audível e de campos elétricos e magnéticos, no limite da faixa.

Para o critério mecânico foi estudado o balanço dos condutores, assim, de acordo com a NBR 5422, temos:

$$L = 2 \cdot (b + D + d) \quad (15)$$

Onde,

L – largura da faixa de servidão;

b – distância horizontal do eixo do suporte ao ponto de fixação do condutor mais afastado desse eixo, que conforme estrutura, é 4,4 m;

D – tensão máxima operativa dividido por 150, sendo o valor mínimo igual a 0,5 m, ou seja:

$$D = \frac{D_U}{150} = \frac{242}{150} \cong 1,60$$

d – soma das projeções do condutor e do comprimento da cadeia com ângulo devido ao máximo vento, ou seja:

$$d = (f + C_C) \cdot \text{sen}\beta \quad (16)$$

Para o valor de d, segue:

C_C – comprimento da cadeia = 3,0 m;

f – flecha máxima para vão de 500 m = 18,27 m;

β – ângulo de balanço, dado por:

$$\beta = \tan^{-1} \left(k \cdot \frac{q_0 d}{p \left(\frac{V}{H} \right)} \right) \quad (17)$$

Segundo item 10.1.4.3 da NBR 5422, onde:

β – ângulo de balanço;

k – valor lido na Figura 7 NBR – 5422/1985;

q_0 – pressão dinâmica de referência;

d – diâmetro do condutor;

p – peso do condutor, em N/m;

V – vão de peso, em metros;

H – vão de vento, em metros.

Os valores adotados para o cálculo do balanço que resultaram num valor de 14,72°, foram:

$$k = 0,37;$$

$$q_0 = 34,41 \text{ kgf/m}^2;$$

$$d = 0,02354 \text{ m};$$

$$p = 1,1402 \text{ kgf/m};$$

$$V/H = 1,0 \text{ (relação vão de peso / vão de vento mais desfavorável).}$$

Conservativamente, o valor adotado para o balanço máximo do cabo foi 20° . Substituindo os valores em (16), temos:

$$d = (18,27 + 3,0) \cdot \text{sen}(20^\circ) = 7,27 \text{ m}$$

Resultando, portanto, em uma largura de faixa de $L = 26,54 \text{ m}$.

Para o critério elétrico, foram apresentados anteriormente os estudos de rádio interferência, ruído audível, campo elétrico e campo magnético e nenhum é decisivo para a determinação da faixa de servidão, pois apresentaram um valor de largura de faixa igual a 20 m.

O critério crítico para definição da largura de faixa foi o de balanço de cabos com o valor mínimo de 26,54 m. Foi adotado o valor de 40,0 m com uma segurança adicional.

3.1.10. DEFINIÇÃO DA SÉRIE DE ESTRUTURAS

Os valores da média aritmética dos vãos adjacentes ao suporte (vão de vento ou vão médio), da distância entre os pontos com tangente horizontal das catenárias dos vãos adjacentes ao suporte (vão de peso ou vão gravante), altura da estrutura e ângulo de deflexão máxima das torres da linha foram definidos a partir de uma análise do traçado e de um estudo de vão econômico. Tais valores devem ser levados em consideração para a definição das estruturas, porém, para esta linha, as estruturas escolhidas foram as mesmas utilizadas pela concessionária. São elas:

- *Estrutura Tipo "A"*: suspensão leve em alinhamento ou ângulos até 3° ;
- *Estrutura Tipo "B"*: suspensão leve em alinhamento e ângulos até 6° ;
- *Estrutura Tipo "C"*: ancoragem para ângulos até 30° ;
- *Estrutura Tipo "D"*: ancoragem para ângulos até 60° e terminal.

3.1.10.1. Aplicação das estruturas

Para as estruturas a serem utilizadas, foram calculados os vãos de vento e vãos de peso máximos suportados pelas mesmas em aplicações específicas, para um vão básico igual a 500 m, característico da LT projetada.

Nos cálculos desenvolvidos foram aplicadas as seguintes equações:

- Para os esforços transversais:

$$T = \left[V_{VMAX} \cdot d \cdot k \cdot P_{VC} \cdot \text{sen} \left(90^\circ - \left(\theta - \frac{\alpha}{2} \right) \right) + F_{VCAD} + 2 \cdot H \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2} \right) \right] \cdot FST \quad (18)$$

- Para esforços verticais:

$$V = \left[(V_{PMAX} \cdot p) + P_{CAD} \right] \cdot FSV \quad (19)$$

Onde,

T – Esforço Transversal (kgf);

V – Esforço Vertical (kgf);

V_{VMAX} – Vão de vento máximo (m);

V_{PMAX} – Vão de peso máximo (m);

d – Diâmetro do Cabo Condutor (m);

k – 1,0 para vento máximo e 0,45 para vento reduzido (30 anos, 30 segundos);

p – Peso do Cabo Condutor (kgf/m);

P_{VC} – Pressão de vento no cabo condutor para cada condição considerada (kgf/m²);

F_{VCAD} – Força de vento na cadeia de isoladores (kgf);

P_{CAD} – Peso da cadeia de isoladores (kgf);

H – Tração horizontal no cabo condutor na condição considerada, para vão básico de 500m (kgf);

θ – ângulo de incidência do vento em relação à direção transversal ao vão (°);

α – ângulo de deflexão da LT (°);

FST – Fator de segurança para os esforços transversais normais (adotado = 1,0);

FSV – Fator de segurança para os esforços verticais normais (adotado = 1,15).

Abaixo, seguem os cálculos por tipo de estrutura.

a) Estrutura Tipo “A”

Nas hipóteses de vento máximo transversal, a estrutura “A” suporta as seguintes cargas para os cabos condutores:

$$V = 1300 \text{ kgf};$$

$$T = 1205 \text{ kgf}.$$

Para as estruturas do tipo, temos os seguintes valores:

$$d = 0,02354 \text{ m};$$

$$p = 1,1402 \text{ kgf/m};$$

$$P_{VCMAX} = 62,36 \text{ kgf/m}^2;$$

$$F_{VMAX} = 35 \text{ kgf};$$

$$P_{VCRED} = 23,47 \text{ kgf/m}^2;$$

$$F_{VRED} = 10 \text{ kgf};$$

$$P_{CAD} = 25 \text{ kgf};$$

$$H_{VTOMAX} = 3184 \text{ kgf};$$

$$H_{VTORED} = 2290 \text{ kgf};$$

$$\theta = 0^\circ;$$

$$\alpha = 0^\circ; 1^\circ; 2^\circ \text{ e } 3^\circ;$$

$$FST = 1,00;$$

$$FSV = 1,15.$$

Substituindo os valores nas equações (18) e (19), temos,

$$V_{PMAX} = 970 \text{ m};$$

$$V_{VMAX}(0^\circ) = 797 \text{ m};$$

$$V_{VMAX}(1^\circ) = 759 \text{ m};$$

$$V_{VMAX}(2^\circ) = 721 \text{ m};$$

$$V_{VMAX}(3^\circ) = 683 \text{ m}.$$

b) Estrutura Tipo “B”

Nas hipóteses de vento máximo transversal, a estrutura “B” suporta as seguintes cargas para os cabos condutores:

$$V = 2030 \text{ kgf};$$

$$T = 1920 \text{ kgf}.$$

Para as estruturas do tipo, temos os seguintes valores:

$$d = 0,02354 \text{ m};$$

$$p = 1,1402 \text{ kgf/m};$$

$$P_{VCMAX} = 62,36 \text{ kgf/m}^2;$$

$$F_{VMAX} = 35 \text{ kgf};$$

$$P_{VCRED} = 23,47 \text{ kgf/m}^2;$$

$$F_{VRED} = 10 \text{ kgf};$$

$$P_{CAD} = 25 \text{ kgf};$$

$$H_{VTOMAX} = 3184 \text{ kgf};$$

$$H_{VTORED} = 2290 \text{ kgf};$$

$$\theta = 0^\circ;$$

$$\alpha = 0^\circ; 1^\circ; 2^\circ; 3^\circ; 4^\circ; 5^\circ \text{ e } 6^\circ;$$

$$FST = 1,00;$$

$$FSV = 1,15.$$

Substituindo os valores nas equações (18) e (19), temos,

$$V_{PMAX} = 1526 \text{ m};$$

$$V_{VMAX}(0^\circ) = 1284 \text{ m};$$

$$V_{VMAX}(1^\circ) = 1246 \text{ m};$$

$$V_{VMAX}(2^\circ) = 1208 \text{ m};$$

$$V_{VMAX}(3^\circ) = 1171 \text{ m}.$$

$$V_{VMAX}(4^\circ) = 1133 \text{ m};$$

$$V_{VMAX}(5^\circ) = 11095 \text{ m};$$

$$V_{VMAX}(6^\circ) = 1057 \text{ m}.$$

c) Estrutura Tipo "C"

Nas hipóteses de vento máximo transversal, a estrutura "C" suporta as seguintes cargas para os cabos condutores:

$$V = 2065 \text{ kgf};$$

$$T = 3640 \text{ kgf}.$$

Para as estruturas do tipo, temos os seguintes valores:

$$d = 0,02354 \text{ m};$$

$$p = 1,1402 \text{ kgf/m};$$

$$P_{VCMAX} = 62,36 \text{ kgf/m}^2;$$

$$F_{VMAX} = 70 \text{ kgf};$$

$$P_{CAD} = 50 \text{ kgf};$$

$$H_{VTOMAX} = 3184 \text{ kgf};$$

$$\theta = 0^\circ;$$

$$\alpha = 0^\circ; 5^\circ; 10^\circ; 15^\circ; 20^\circ; 25^\circ \text{ e } 30^\circ;$$

$$FST = 1,00;$$

$$FSV = 1,15.$$

Substituindo os valores nas equações (18) e (19), temos,

$$V_{PMAX} = 1877 \text{ m};$$

$$V_{VMAX}(0^\circ) = 2423 \text{ m};$$

$$V_{vmax}(5^\circ) = 2243 \text{ m};$$

$$V_{vmax}(10^\circ) = 2054 \text{ m};$$

$$V_{vmax}(15^\circ) = 1866 \text{ m}.$$

$$V_{vmax}(20^\circ) = 1679 \text{ m};$$

$$V_{vmax}(25^\circ) = 1493 \text{ m};$$

$$V_{vmax}(30^\circ) = 1309 \text{ m}.$$

d) Estrutura Tipo "D"

Nas hipóteses de vento máximo transversal, a estrutura "D" suporta as seguintes cargas para os cabos condutores:

$$V = 2240 \text{ kgf};$$

$$T = 6695 \text{ kgf}.$$

Para as estruturas do tipo, temos os seguintes valores:

$$d = 0,02354 \text{ m};$$

$$p = 1,1402 \text{ kgf/m};$$

$$P_{VCMAX} = 62,36 \text{ kgf/m}^2;$$

$$F_{VMAX} = 70 \text{ kgf};$$

$$P_{CAD} = 50 \text{ kgf};$$

$$H_{VTOMAX} = 3184 \text{ kgf};$$

$$\theta = 0^\circ;$$

$$\alpha = 30^\circ; 35^\circ; 40^\circ; 45^\circ; 50^\circ; 55^\circ \text{ e } 60^\circ;$$

$$FST = 1,00;$$

$$FSV = 1,15.$$

Substituindo os valores nas equações (18) e (19), temos,

$$V_{P_{MAX}} = 1600 \text{ m};$$

$$V_{V_{MAX}(30^\circ)} = 3390 \text{ m};$$

$$V_{V_{MAX}(35^\circ)} = 3209 \text{ m};$$

$$V_{V_{MAX}(40^\circ)} = 3029 \text{ m};$$

$$V_{V_{MAX}(45^\circ)} = 2853 \text{ m}.$$

$$V_{V_{MAX}(50^\circ)} = 2680 \text{ m};$$

$$V_{V_{MAX}(55^\circ)} = 2510 \text{ m};$$

$$V_{V_{MAX}(60^\circ)} = 2344 \text{ m}.$$

Abaixo, segue tabela 11 – Características básicas das torres. Tal tabela nos mostra os valores máximos de vão médio e vão de peso aos quais as estruturas podem ser submetidas e a variação de altura as quais podem ser fabricadas.

Tabela 11 – Características básicas das torres

Tipo	Vão Médio (m) / Ângulo	Vão Gravante (m)	Altura Útil (m)
A	797 / 0°	970	13,0 a 33,0
B	1284 / 0°	1526	13,0 a 40,0
C	1309 / 30°	1877	16,0 a 33,2
D	2344 / 60°	1600	16,0 a 27,2

Fonte: Elaborado pelo autor

Entende-se por altura útil a distância vertical entre o condutor mais baixo fixado na torre e o solo.

No Apêndice C, são apresentadas as cartas de aplicação para cada tipo de estrutura que foi empregada no projeto da LT 230 kV J&S.

3.1.11. HIPÓTESES DE CARREGAMENTO PARA ADEQUAÇÃO DA SÉRIE DE ESTRUTURAS

A ação do vento sobre os cabos, isoladores e estruturas foi determinada segundo a norma *IEC – 60826*. As hipóteses adotadas para o cálculo das estruturas foram as seguintes:

- Vento máximo transversal, cabos intactos;
- Vento máximo a 45°, cabos intactos;
- Longitudinal em um cabo para-raios (ruptura de 01 para-raios);
- Longitudinal em uma fase (ruptura de 01 condutor);
- Construção e manutenção;
- Vento de tormenta elétrica atuando apenas nas estruturas.

Para as hipóteses de vento máximo foram consideradas cargas verticais máximas e reduzidas.

O vento na estrutura foi calculado em função da altura de cada painel e de sua área efetiva, aplicando o fator combinado e o coeficiente de arrasto conforme a norma *IEC - 60826*.

A análise dessas hipóteses permitiu a elaboração de árvores de carga que demonstram os esforços máximos suportados pela estrutura nas diversas condições, permitindo uma escolha mais precisa das mesmas.

3.1.12. CARGAS ATUANTES NAS FUNDAÇÕES

As fundações das torres de uma linha de transmissão têm como função fornecer uma maior resistência aos esforços aos quais são submetidas. Tais esforços geram momentos que tendem a tombar as torres, o que resulta em solicitações de tração nas fundações (JUNG, 2009).

Os momentos, ou também conhecidos como cargas atuantes nas fundações, que foram levadas em consideração para a elaboração do projeto das mesmas são:

- Peso dos condutores e cabos para-raios;

- Esforços transmitidos pelos cabos decorrentes dos carregamentos (pressão de vento horizontal, uniformemente distribuída ao longo do vão, e componente horizontal da tração axial);
- Peso próprio da estrutura;
- Peso dos isoladores e das ferragens;
- Pressão do vento no suporte;
- Pressão do vento nos isoladores e ferragens;
- Cargas especiais de montagem, manutenção e de contenção (evitar efeito cascata).

3.1.13. ELABORAÇÃO DOS PROJETOS DE FUNDAÇÕES

Os projetos de fundações têm como objetivo definir os parâmetros preliminares dos solos e as características típicas das fundações a serem utilizadas em solos normais na LT 230 kV J&S para suportar as cargas citadas no item 1.3.6.

Para elaborar os projetos de fundações foi necessário o cumprimento das seguintes etapas:

a) Investigação dos solos

Foi elaborado um programa de investigação geotécnica ao longo de todo o traçado da linha de forma a se obter um conhecimento bem fundamentado das características dos solos encontrados na região. A quantidade de pontos, profundidades e locais a serem investigados foram definidos em função da rota escolhida, do número de vértices e do comprimento dos alinhamentos, bem como dos conhecimentos de pontos notáveis detectados por inspeção. Após a elaboração do projeto executivo, foram feitas investigações nos locais de cada torre para determinar a fundação mais adequada a cada caso.

Os serviços que foram incluídos nas investigações de solo foram:

- *Inspeção visual:*

Foram executadas nos pontos onde instalaram as estruturas da LT, visando classificar, de forma exata, o solo no local. A inspeção visual foi precedida por um exame criterioso dos desenhos de planta e perfil, que forneceram informações importantes sobre o

solo da região (alagadiço ou inundável, banhado, brejo, erosão, rios, valetas, vegetação, etc). A inspeção visual “in loco” complementou as informações fornecidas pelos desenhos de planta e perfil, no que se refere às formas de erosão, tipo de vegetação, tonalidade da cor do solo e nome genérico pelo qual o solo é conhecido na região.

- *Sondagens Standard Penetration Test (SPT):*

As sondagens SPT, também conhecidas como sondagens de percussão ou sondagem de simples reconhecimento, foram obrigatórias nas estruturas em ângulo, nos locais indicativos de solo fraco (brejos, banhados, áreas inundáveis) e de dez em dez torres em trechos longos em alinhamento. As mesmas foram, pelo menos, a 12 m de profundidade ou até atingirem a camada impenetrável. Em solos fracos, foram, obrigatoriamente, até atingir a camada impenetrável.

- *Poços de inspeção:*

Foram executados em todos os locais onde houve indícios de que a camada rochosa ocorreria à baixa profundidade, ou seja, acima do nível previsto para o fundo das escavações das fundações para solos normais. Foram, também, executadas em outros locais, substituindo ou complementando a sondagem a trado, respeitando o especificado na inspeção visual.

b) *Tipificação dos solos e fundações*

Para tal projeto houve dois tipos de fundações e, para cada qual, as respectivas fundações a serem utilizadas.

- *Solos normais*

Consideram-se como solos normais os solos argilosos, arenosos, siltsos ou mistos sem presença de água ou de rocha até o nível da base da escavação das fundações.

Para esses solos foi prevista a instalação de fundações em tubulões verticais com base em sino ou retos, em concreto armado.

Para solos nos quais a alternativa em tubulões não foi adequada, foi prevista a instalação de fundações em sapatas com fuste inclinado, em concreto armado.

- *Solos especiais*

Solos especiais são os solos fortes (rochas aflorada ou a baixa profundidade) ou solos fracos (nível de água elevado), para estes foram instaladas fundações especiais.

Para solos fortes foi prevista a instalação de tubulões curtos ou sapatas em concreto armado atirantados na rocha ou engastados diretamente na mesma.

Para solos fracos foi prevista a instalação de estacas metálicas ou de concreto armado, cravadas ou moldadas “in loco”, coroadas por bloco de concreto armado independentes ou interligados por vigas horizontais.

Para dimensionamento das fundações, foram levados em consideração os critérios:

a) *Cargas atuando nas fundações*

As cargas atuantes na fundação foram obtidas a partir das memórias de cálculo das estruturas que compõem a série a ser utilizada. As memórias foram fornecidas pela concessionária local.

As cargas máximas de tração, compressão e horizontais associadas, combinadas nas suas combinações mais desfavoráveis, foram multiplicadas por um fator de sobrecarga de 1,10. Logo, as novas cargas obtidas foram utilizadas para o dimensionamento das fundações e o cálculo das estruturas de concreto armado.

b) *Dimensionamento das fundações*

Para o dimensionamento à tração foi utilizado o método clássico do cone de arranchamento. Já para o dimensionamento à compressão foi feito através da flexão composta.

c) *Dimensionamento do concreto armado*

Para tal, foram levados em consideração os valores que se aplicam ao estado limite último do concreto armado.

Abaixo, segue Tabela 12 com as dimensões das fundações típicas em concreto para os dois tipos de solos normais adotados, para as estruturas propostas para a LT.

Tabela 12 – Dimensões para fundação típica em concreto para solos normais

Solo Tipo	Estrutura	ϕd	ϕD	H1	H2	H3 min
I	A	0,70	1,40	0,20	1,20	0,30
II	A	0,70	1,60	0,25	1,50	0,30
I	B	0,70	1,60	0,75	2,65	0,30
II	B	0,80	1,80	0,90	3,10	0,30
I	C	0,70	2,20	1,30	3,50	0,30
II	C	0,80	2,40	1,50	3,90	0,30
I	D	0,70	2,75	1,80	4,30	0,30
II	D	0,80	3,00	2,15	5,00	0,30

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 13 – Características dos solos normais

Característica	Solo Normal	
	Tipo I	Tipo II
Peso específico (tf/m³)	1,6	1,4
Ângulo de atrito (°)	25	20
Compressão (kgf/cm²)	2,5	1,5

Fonte: Elaborado pelo autor

3.1.14. CRITÉRIO DE APLICAÇÃO DE AMORTECEDORES

O fenômeno de vibrações induzidas nos cabos de uma linha de transmissão é originado pela ação dos ventos uniformes em regime laminar atuando sobre os cabos condutores e para-raios, que produzem, nos mesmos, movimentos cíclicos que levam os tentos externos do cabo a deformações por flexão, podendo inclusive chegar à ruptura.

O critério de definição de um sistema de amortecimento é obter uma amplitude de vibração que produza uma deformação dentro dos limites toleráveis pelos componentes do sistema.

A linha de transmissão será provida de um sistema de amortecimento de vibrações eólicas com o objetivo de dissipar a energia introduzida pelo vento no sistema de cabos, reduzindo desta forma a amplitude de vibração das ondas estacionárias e, portanto, a deformação nos fios dos cabos a um nível tal que se elimine o risco de ruptura dos fios por fadiga a flexão.

O sistema anti-vibração foi definido separadamente para o feixe de cabos condutores e para os cabos para-raios. A definição final e o detalhamento do sistema de vibração dependeu de uma série de fatores, entre os quais estão:

- Comportamento do vento;
- Topografia característica da região;
- Comprimento dos vãos;
- Comportamento mecânico do cabo (tração de instalações e de temperatura mínima);
- Material de formação dos condutores (auto-amortecimento);
- Características de amortecimento dos acessórios utilizados no sistema anti-vibração, em especial a curva de resposta em frequência dos mesmos.

Assim, nesta fase de projeto básico, foi definido o seguinte sistema anti-vibração para cabos condutores e para-raios: amortecedores de vibração individuais tipo Stockbridge ou preformados espiralados, sendo a quantidade definida em função do comprimento de cada vão.

As características exatas do sistema, como curvas de dissipação, tabela de quantidade de espaçadores e amortecedores, tabela de posicionamento e outras, somente foram definidas na fase executiva do projeto uma vez conhecido o fabricante do sistema e os vãos reais da linha. A quantidade de amortecedores em função do tamanho do vão são mostrados na Tabela 14, abaixo.

Tabela 14 – Critério para aplicação de amortecedores

Vãos (m)	Até 75	75 a 150	150 a 500	Acima de 500
Nº Amortecedores	S/ Proteção	1	2	4

Fonte: Elaborada pelo autor

3.1.15. DEFINIÇÃO DO SISTEMA DE ATERRAMENTO DAS ESTRUTURAS E SEU CRITÉRIO APLICAÇÃO

Atendendo ao item 9 da NBR 5422/1985, o sistema de aterramento adotado para as estruturas da linha de transmissão foi composto por dois tipos básicos:

- Contrapeso radial com 04 ramos conectados aos pés da estrutura;

- Contrapesos curtos combinados com hastes de aterramento e eventualmente poços de baixa resistividade.

O dimensionamento do comprimento de cada ramo e do número de hastes foi feito em função da resistividade do solo ao longo do traçado da linha e do valor de resistência de pé de torre que fosse necessário para o bom desempenho quanto às descargas atmosféricas. Em princípio o sistema foi dimensionado para atingir uma resistência média de aterramento ao longo de toda a linha de 15 Ω , com um máximo individual de 30 Ω .

Tendo em vista a característica estatística da resistividade do solo e sua vegetação ao longo do tempo, para os critérios de aplicação foi adotado o conceito de um projeto básico com diversas fases de instalação, conforme procedimento abaixo:

- É feita uma medição preliminar da resistividade do solo ao longo de todo o traçado para identificar as características do solo da região e levantar o perfil típico de resistividade;
- É definido um projeto básico com 04 ramos de contrapeso com 50 m de comprimento cada um ou 04 ramos curtos combinados com hastes, a chamada Fase 1 da instalação;
- Após a instalação da fase 01 é feita a medição da resistência de aterramento. Caso não tenha sido atingido o valor desejado, é então instalada a ampliação denominada Fase 02;
- Após a instalação da fase 02 é feita a medição da resistência de aterramento. Caso não tenha sido atingido o valor desejado, é então instalada a ampliação denominada Fase 03 e assim, sucessivamente, até que o valor desejado seja atingido.

3.1.16. ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS DE MATERIAIS E DE CONSTRUÇÃO

As especificações técnicas são todos os documentos que regem a compra de materiais e as etapas da construção, ou seja, são os documentos que contêm a descrição técnica mínima exigida para cada equipamento pertencente à LT e, também, a descrição sucinta de todas as etapas (passo a passo) que devem ser cumpridas para a construção da LT.

As especificações técnicas adotadas para a compra de materiais e para a construção da LT são as especificações pertencentes à concessionária local.

3.2. CONCLUSÕES

De posse de bibliografias e teorias consagradas ou, simplesmente, das especificações da concessionária de energia local o projetista definiu todos os elementos que compõem o projeto de uma LT. Os elementos aqui definidos são equipamentos de sustentação (torres metálicas), equipamentos elétricos (cabos e cadeia de isoladores) e parâmetros que balizam a elaboração da LT (distâncias mínimas e parâmetros meteorológicos). Esta etapa é, juntamente com a etapa de Projeto Executivo, a principal descrita nesse trabalho.

Essa fase do projeto é dependente, em sua maior parte, de informações definidas na concepção inicial da LT (tensão de operação, potência transmitida, entre outros), podendo ser iniciada antes dos requerimentos de Projeto Básico. Porém, tal fase só é finalizada após todas as informações de escolha do traçado e estudos de influência da linha em outras linhas de transmissão e na população serem coletadas e analisadas.

CAPÍTULO 4 – REQUERIMENTOS PARA PROJETO EXECUTIVO

4.1. SERVIÇOS DE TOPOGRAFIA

Após as definições descritas nos critérios de projeto, foi definido o traçado da LT e, conseqüentemente, foi feito o levantamento topográfico do mesmo. Neste, foram coletadas todas as informações pertinentes para que o projeto executivo fosse elaborado.

Abaixo seguem as descrições quanto à definição do traçado, levantamento topográfico e de informações como: fundiário, objetos a serem atravessados e público afetado.

4.1.1. ANÁLISE CRÍTICA E IMPLANTAÇÃO DO TRAÇADO

Com o objetivo de se ter uma escolha definitiva do traçado, foram feitas inspeções locais de cada alternativa de traçado, anteriormente, especulada. Essas inspeções foram executadas de forma a ter uma análise crítica quanto a (COELCE, 2003):

- A retilineidade da LT, pois a mesma deveria ter o caminhamento mais reto possível, reduzindo ao mínimo as deflexões tanto em grandeza quanto em quantidade. Já para deflexões grandes, foi levado em consideração o seu possível desdobramento;
- Ao número de desapropriações, ou seja, quanto menor o número de desapropriações, menor os custos e, também, menor seriam as dificuldades encontradas quanto imbróglia da justiça (casos recorrentes quanto a implantação de uma LT);
- Ao menor custo de construção, ou seja, procurou evitar fatores (travessias sobre linhas de transmissão, áreas que requeiram desmatamento excessivo, obras de interesse social, áreas povoadas, loteadas ou edificadas, terrenos muito valorizados ou inacessíveis, terrenos geologicamente instáveis, reservas naturais e geológicas, entre outros) que dificultariam ou impediriam a implantação do traçado da LT, podendo vir acarretar possíveis modificações, conseqüentemente, maiores custos;
- A maior segurança, ou seja, procurou evitar passar por áreas povoadas, loteadas ou edificadas, além de travessias com campos de aviação, gasodutos, oleodutos, entre outros;

- Ao uso da faixa de servidão das rodovias federais ou estaduais, ou seja, buscou manter o traçado paralelo as rodovias com o objetivo de facilitar a construção e manutenção da LT.

Uma vez decidido o traçado, levando em consideração todos os critérios analisados, os pontos obrigatórios (pontos inicial e final, ângulos e pontos elevados) foram assinalados no terreno por marcos indelévels e balizas de sinalização, fixando a poligonal que constituiu o eixo longitudinal da linha.

4.1.2. LEVANTAMENTO TOPOGRÁFICO

O levantamento topográfico consiste no conjunto de métodos e processos que, através de medições de ângulos horizontais e verticais e de distâncias horizontais, verticais e inclinadas, com instrumental adequado e exatidão pretendida, implanta e materializa pontos de apoio no terreno, determinando suas coordenadas topográficas. A estes pontos se relacionam os pontos de detalhes visando à sua exata representação planimétrica numa escala predeterminada e à sua representação altimétrica por intermédio de curvas de nível, com equidistância também predeterminada e/ou pontos cotados.

O levantamento topográfico feito para a LT 230 kV J&S foram de dois tipos, são eles (COELCE, 2003):

- **Altimétrico**- tem como objetivo determinar as alturas relativas dos pontos de apoio e/ou dos pontos detalhes pressupondo o conhecimento de suas posições planimétricas, visando à representação altimétrica da superfície levantada.
- **Planimétrico** – tem como objetivo determinar, dentro da faixa de servidão, todos os obstáculos, terrenos particulares, estradas, entre outros, que estarão sendo transpassados pela LT. Assim deve ser feito em todo o percurso da LT.

O levantamento topográfico (planialtimétrico – planimetria e altimetria) da LT foi executado da seguinte forma(COELCE, 2003):

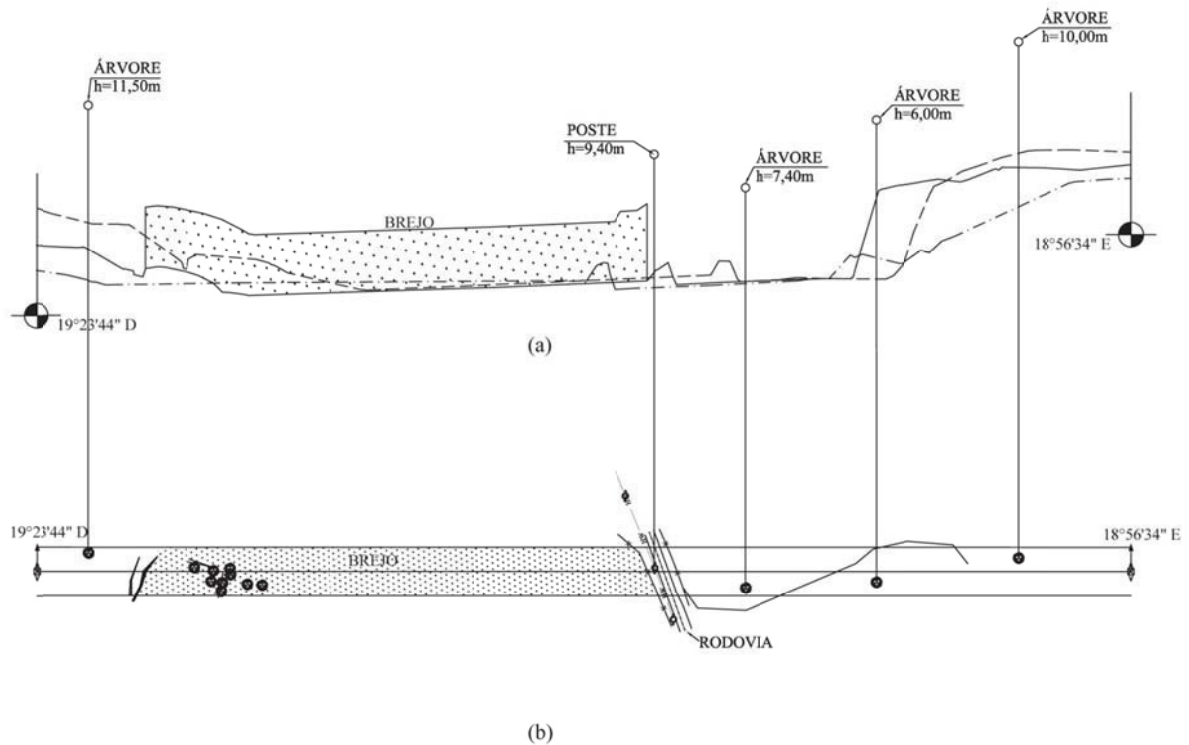
- O levantamento do eixo da linha foi feito tendo como base os pontos de controle, tais como: pontos inicial e final, ângulos e pontos elevados, colocados durante a implantação do traçado;

- Caso houvesse declividade do terreno, na direção normal ao eixo da linha, e a mesma fosse superior a 10%, seria necessário o levantamento de perfis laterais superior e inferior, onde os pontos a serem levantados deveriam estar situados na posição mais elevada do terreno, para o perfil lateral superior e na posição mais baixa, para o perfil lateral inferior, dentro da faixa de servidão;
- Foram amarrados ao eixo da linha, referidos a marcos ou piquetes, todos os obstáculos e/ou acidentes do terreno situados na faixa de servidão ou em suas imediações, são eles: represas, lagoas, cursos d'água, canais, áreas de possíveis corrosivas ou poluidoras, edificações, pontes rodoviárias, pontes ferroviárias, áreas fortemente arborizadas ou de alto valor extrativo, limites de propriedades, pontos de quebra topográfica, cercas de arames, pântanos, brejos, pedreiras e áreas sujeitas a inundações ou erosão, oleodutos, gasodutos, adutoras, estradas (asfaltadas e carroçáveis), ferrovias, linhas elétricas aéreas, linhas de telecomunicação e demais acidentes que de alguma forma vieram interferir com o estabelecimento do eixo da linha;
- As visadas não ultrapassaram 150 metros e foram executadas, sempre, quatro medidas, duas a vante e duas a ré, sendo adotada a média das quatro, já as deflexões foram medidas, pelo menos três vezes, sendo adotada a média das três;
- Não foram feitos levantamentos em condições atmosféricas desfavoráveis, foi assegurado à verticalidade das miras em todas as visadas, não foram feitas visadas a mais de um metro da superfície do terreno e foram evitados erros sistemáticos aferindo frequentemente os aparelhos através da medição de uma distância conhecida;
- No início da execução do levantamento foi feita a determinação do Norte Verdadeiro;
- Foram georeferenciados os pontos inicial e final e de vértice de todo o percurso da LT.

Na Figura 7, abaixo, é demonstrado um levantamento topográfico na forma altimétrica e planimétrica, itens (a) e (b) respectivamente. Ambas as formas demonstram o mesmo trecho, assim os ângulos de deflexão e todas as interferências como: travessias de rodovias, travessias de redes de distribuição e vegetação são representados. É notado que a

rodovia é somente representada na forma planimétrica, pois não é possível fazer uma representação da mesma na forma altimétrica.

Figura 7 – Resultado do levantamento topográfico (a) altimétrico e (b) planimétrico



Fonte: Elaborado pelo autor

4.2. FUNDIÁRIO

O fundiário em um projeto de linha de transmissão compreende todo o processo relacionado à transferência de direito de uso da terra e aquisição de benfeitorias pertencentes à mesma por parte da empresa cessionária. Ou seja, a faixa de terreno e as benfeitorias atravessadas pela LT, que estão entre os limites da faixa de servidão, terão o seu levantamento cadastral executado e registrado em documentos (memoriais e desenhos). Tais documentos têm com finalidade compor a planta geral do traçado com a devida identificação das propriedades e público atingido, além de servirem de base para uma negociação entre as partes interessadas (proprietário rural e empresa cessionária).

Inicialmente, a empresa cessionária aborda o proprietário rural, buscando uma negociação pacífica, e se declara interessada na aquisição do imóvel e de tudo o que lá se

encontra para fins de desapropriação da área interna a faixa de servidão. Porém, caso o proprietário rural não seja favorável a tal negociação, cabe à cessionária entrar com um pedido, junto a ANEEL, de Declaração de Utilidade Pública (DUP), após ter a mesma em mãos à empresa cessionária busca na justiça o direito de compra do terreno e as benfeitorias nele presente. Na justiça, são fixados os valores, a ser pago pela cessionária, de compra do terreno e suas benfeitorias fazendo com que proprietário e empresa cessionária entrem em acordo para posterior assinatura do contrato de cessão e transferência de direitos de uso e aquisição de benfeitorias. Assim é o processo até que se encerrem todas as negociações e a linha de transmissão possa ser executada.

4.2.1. LEVANTAMENTO CADASTRAL

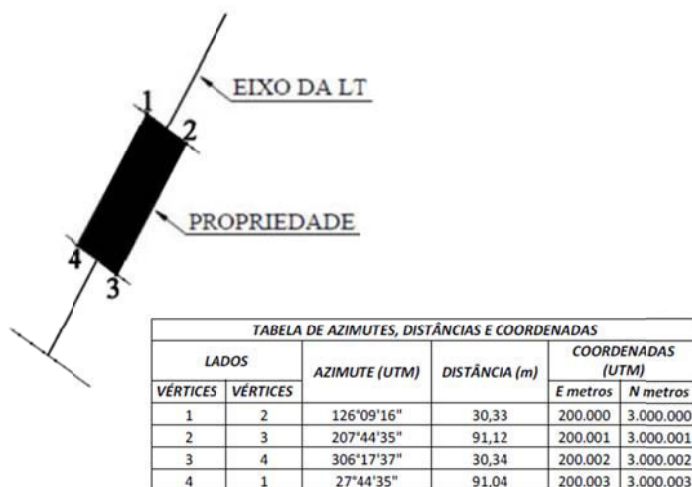
O levantamento cadastral, executado paralelamente ao levantamento topográfico, tem o objetivo de delimitar a faixa de terreno atravessada pela linha de transmissão e fazer o levantamento, dentro dela, de todas as benfeitorias, materializando estes em documentos físicos. Tais documentos, memoriais e desenhos, são elaborados individualmente e trazem todas as informações de interesse para a empresa cessionária: dimensões do terreno atravessado e das benfeitorias nele presente, os nomes dos proprietários, tipo de culturas plantadas, entre outros.

Durante o levantamento cadastral são feitos também o levantamento de rodovias federais e municipais, rios, outras linhas de transmissão, entre outros, que estarão sendo atravessados pela LT a ser construída. Assim como o levantamento cadastral de propriedades, estes também são materializados e suas travessias negociadas com os respectivos órgãos responsáveis.

O levantamento cadastral da LT 230 kV J&S foi feito para cada propriedade e construção pública atravessada e, o mesmo, além de fornecer informações para as negociações com os proprietários rurais e órgãos responsáveis, amigáveis ou não, permitiu elaboração da planta geral do traçado e mapas com indicação do público atingido, vias, logradouros e outros.

Na Figura 8, abaixo, é mostrado o levantamento cadastral de uma única propriedade na sua forma final em desenho.

Figura 8 – Representação do levantamento cadastral



Fonte: Elaborada pelo autor

4.2.2. PLANTA GERAL DO TRAÇADO COM IDENTIFICAÇÃO DAS PROPRIEDADES AO LONGO DO PERCURSO DA LT

A planta geral do traçado com identificação das propriedades ao longo do percurso da LT é documento integrante do projeto e consiste em demonstrar todas as propriedades que foram atravessadas pela LT 230 kV J&S de forma sequencial. Tais propriedades foram numeradas para facilitar a sua identificação, assim, houve proprietários com diversos números, tantos quanto foram suas glebas.

As ferrovias ou rodovias federais, estaduais e municipais (desde que houvesse domínio do município), linhas elétricas aéreas e de telecomunicação incluem-se entre as propriedades levantadas e identificadas na planta geral do traçado. Neste documento, constam informações que identificaram o trecho da via ou linha abrangido pela faixa de servidão da LT projetada.

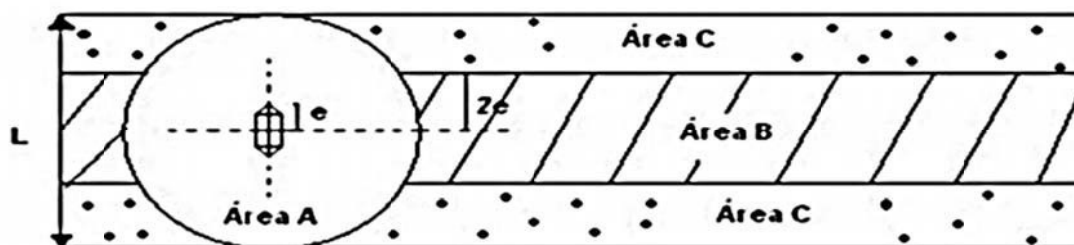
4.3. RESTRIÇÕES DE USO E OCUPAÇÃO DO SOLO NA FASE DE OPERAÇÃO

Atendendo NBR – 5422/1985 foi determinada uma largura da faixa de servidão, visto nos critérios de projetos, de 30 metros, onde dentro desta faixa o uso e a ocupação do solo são restritos.

São muitos os riscos quando essas faixas não permanecem livres de ocupação. E com a intenção de diminuir tais riscos, a faixa foi subdividida em três classes A, B e C, onde a

restrição do uso tem algumas distinções, quanto mais próximo das torres mais restrito é o uso do solo. Na Figura 9 são mostradas tais subdivisões.

Figura 9 – Subdivisões da Faixa de Servidão



Fonte: (ECOSFERAS, 2013)

- **Área A** – área circular em torno das estruturas da LT, de diâmetro igual à largura da faixa;
- **Área B** – área situada ao longo da LT de largura igual a quatro vezes a distância máxima entre o centro da torre e a fase lateral;
- **Área C** – área da faixa de servidão, excluídas as áreas A e B.

Os tipos de uso e ocupação do solo dentro da faixa de servidão são autorizados pela concessionária local. Abaixo, na Tabela 15, são mostradas as atividades e práticas permitidas ou não conforme as subdivisões. Para atividades ou práticas não descritas na tabela, as mesmas deveriam ser analisadas caso a caso, e dependendo das suas características poderiam ou não ser autorizadas pela concessionária.

Tabela 15 – Usos e restrições nas subdivisões (A, B e C) da faixa de servidão

Atividades	Subdivisões		
	A	B	C
Benfeitorias utilizadas como moradia	NP	NP	NP
Áreas de recreação, industrial, comercial e cultural	NP	NP	NP
Benfeitorias de atividades agrícolas e secundárias	NP	P	P
Atividades agrícolas	NP	P	P
Hortas comunitárias	NP	P	P
Cultura de cana-de-açúcar	NP	NP	NP
Instalações elétricas e mecânicas rurais	NP	P	P
Depósito de madeiras inflamáveis e/ou explosivos	NP	NP	NP
Loteamentos	NP	NP	NP
Áreas verdes	P	P	P
Delimitadores de Áreas	NP	NP	NP
Exploração de jazidas e serviços de terraplanagem	NP	NP	NP

Fonte: Elaboração do Autor

Onde,

NP – não permitido;

P – permitido.

4.4. MEDIÇÃO DE RESISTIVIDADE ELÉTRICA DO SOLO AO LONGO DA FAIXA DE SERVIDÃO

Tendo por base as informações constantes no documento Critérios de Projeto CP 10/2005 da concessionária de energia Companhia de Energia Elétrica do Ceará (COELCE) chega-se ao que se expõe abaixo.

Uma das condições para que um sistema elétrico de potência opere corretamente, mantendo a continuidade de serviço e a segurança, é que o neutro do sistema e demais partes metálicas não energizadas, estejam devidamente aterrados.

O projeto da LT 230 kV J&S previu em cada estrutura, no mínimo uma tomada de terra visando atingir uma resistência de aterramento de pé de torre o mais próximo possível de 20 ohms.

Para atingir a finalidade que se destina, um sistema de aterramento deve atender e proporcionar os seguintes requisitos:

- Manter valores de tensão estrutura-terra dentro do nível de segurança para as pessoas, no caso das partes metálicas serem acidentalmente energizadas;
- Proporcionar um caminho de escoamento para a terra das descargas atmosféricas ou sobretensões provocadas por manobras de equipamentos, fixando a tensão de isolamento a valores determinados;
- Permitir aos equipamentos de proteção isolar rapidamente as falhas à terra;
- Proporcionar o escoamento para a terra da eletricidade estática gerada, por equipamentos ou por indução, evitando o faiscamento.

Durante a fase de projeto da LT foi realizado, no mínimo, duas medições de resistividade elétrica em cada tipo de solo existente ao longo da linha. Para trechos da LT em que o tipo de solo era praticamente o mesmo, foram efetuadas medições em quantidade total de estruturas previstas, pois para este solo a diferença de resistividade se dá pela altura do terreno. Em áreas mais baixas, onde existe a presença de lagoas, açudes, ou mesmo rios, o terreno apresenta uma resistividade elétrica melhor que em áreas mais elevadas e totalmente áridas.

A partir dos valores obtidos nas medições, coube ao projetista elaborar um memorial de cálculo, onde foi definido o comprimento do contrapeso e a quantidade de hastes necessárias, tipo de aterramento para cada estrutura.

4.5. SONDAgens AO LONGO DA FAIXA DE SERVIDÃO

Conforme LABEGALINI, P. R.; LABEGALINI, J. A.; FUCHS, R. D.; ALMEIDA, M. T. em seu livro *Projetos mecânicos das linhas de transmissão* chega-se ao que se expõe abaixo.

Em locais de assentamento de uma carga, uma investigação das qualidades da superfície e subsolo é necessária para a determinação das qualidades geotécnicas do terreno para um perfeito e adequado dimensionamento das fundações.

Dependendo da finalidade do levantamento, da precisão, das qualidades e características do terreno, vários métodos de sondagens estão disponíveis, porém para a LT em questão foram utilizados apenas dois deles:

- **Sondagem Borro**, que consiste na contagem do número de golpes de um peso de 60 kg, caído de 75 cm, e necessário para cravar continuamente uma sonda de ponta, sem extração de amostra, com resultados anotados a cada 30 cm de cravação. Está por ser de baixo custo, foi executada para todas as torres da LT 230 kV J&S, e quando o solo se apresentava impenetrável além de três metros no piquete central, ou seja, no centro do quadrado formado pelos pés da estrutura, a mesma foi repetida para cada pé. Normalmente, considera-se impenetrável quando são necessários 50 golpes ou mais para penetrar 30 cm.
- **Sondagem *Standart Penetration Test* (SPT)**, que consiste na retirada de amostra através de um amostrador padrão cravado no fundo do furo com um peso padrão de 65 kg, altura da queda de 75 cm, contando apenas o número de golpes necessários para a cravação dos últimos 30 cm do total de 45 cm cravados. Esta, por apresentar um custo elevado, foi executada para as estruturas fim-de-linha, ancoragens, ângulos e travessias. Para trechos uniformes de terreno e topografia, foram executadas num espaçamento de 5 a 10 torres. Porém, nas estruturas assentadas em aterros, fundos de vales, e encostas íngremes, ou como locais com lençol freático e pouca profundidade, a sondagem S.P.T. sempre foi executada.

Os dados e resultados dos levantamentos das sondagens foram transcritos e apresentados em formulários e tabelas específicos que permitiu ao projetista das fundações uma rápida interpretação. Podendo, assim, dimensionar e definir o tipo de fundação para cada torre instalada no decorrer da linha de transmissão.

4.6. CONCLUSÕES

Está etapa do projeto requer uma disponibilidade do projetista para visitas a campo com a finalidade de fazer análises críticas (custo, acessibilidade, retilineidade, entre outros) buscando escolher o melhor traçado dentre todos os possíveis, definidos na etapa de requerimento de Projeto Básico.

Além da disponibilidade do projetista, nesta etapa entra a empresa responsável pela topografia. Essa fará todo o trabalho necessário para fornecer as informações de levantamento de perfil e proprietários das terras atravessadas, a fim de possibilitar ao

projetista a locação das estruturas e ao proprietário da LT documentos que balizem a negociação das terras.

CAPÍTULO 5 – PROJETO EXECUTIVO

5.1. PROJETO EXECUTIVO

Projeto executivo é definido como o conjunto dos elementos necessários e suficientes à execução completa da obra, de acordo com as normas pertinentes da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT).

O projeto executivo tem como finalidade apresentar as estruturas e entre essas o cabo condutor, ambos em seu posicionamento final, ou seja, fornece informações suficientes para a execução da linha de transmissão. Além do já citado, proporciona a compra dos materiais, pois como a linha está em sua versão final permiti ao projetista a elaboração da lista de material, também, final. É, também, através do projeto executivo que o projetista consegue a aprovação junto ao órgão fiscalizador, pois este o analisa, aprova e libera para construção.

O projeto executivo da LT 230 kV J&S foi elaborado após a definição de todos os elementos necessários a fazer parte da linha. Como visto, na fase de projeto básico, definição dos critérios de projetos, foram definidos os equipamentos (cabos, estruturas, cadeias de isoladores, entre outros), como também as condições climatológicas que os equipamentos estariam submetidos. Além do projeto básico, foi também importante para a elaboração do projeto executivo o levantamento topográfico e cadastral feitos em sua forma final e tendo como resultado o documento (desenho) planialtimétrico, ou seja, o desenho do perfil, ou também altimetria, e o desenho da planimetria. Nestes, foram mostrados o traçado escolhido para a linha e todos os possíveis obstáculos a serem transpassados, como: como linhas de transmissão, rodovias, rios, áreas de preservação ambiental, entre outros, que o projetista levou em consideração durante a elaboração do projeto executivo.

Assim como o projeto básico, o projeto executivo é elaborado em etapas. As mesmas são descritas abaixo.

5.2. MEMORIAL DESCRITIVO

O mesmo tem por objetivo agregar, em um único documento, todas as características da linha e as principais definições para o desenvolvimento do projeto. O memorial descritivo é composto por:

- Dados do proprietário do empreendimento (razão social, CNPJ e endereço);

- Características do empreendimento (título, extensão, tensão de operação, tensão máxima operativa, frequência de operação, cabos condutor e para-raios com as respectivas características, tipo de cadeias, tipo de estruturas, tipicidade da linha, entre outros);
- Objetivo da linha de transmissão projetada;
- Justificativa para a elaboração da linha;
- Caracterização das capacidades operativas de longa e curta duração;
- Condições de carregamento para cálculo mecânico do cabo condutor e do cabo para-raios;
- Dimensão da faixa de servidão e quais os critérios atendidos (radio interferência, ruído audível, campo magnético, campo elétrico e critério mecânico);
- Espaçamentos verticais mínimos exigidos pela norma NBR 5422/1985 e pelos regulamentos dos órgãos responsáveis pelos empreendimentos atravessados.

O memorial descritivo depois de elaborado deve ser cadastrado no Sistema de Análise e Gerenciamento de Instalações de Transmissão (SAGIT). O SAGIT tem como objetivo montar um histórico das linhas de transmissão construídas no Brasil. Nele as informações das LT cadastradas podem ser acessadas por qualquer um que seja usuário do sistema, permitindo consultas para elaboração de linhas de transmissão futuras tomando a LT cadastrada como base ou identificar as interferências que essas possam causar nas novas linhas de transmissão.

5.3. PLOTAÇÃO PRELIMINAR DAS ESTRUTURAS

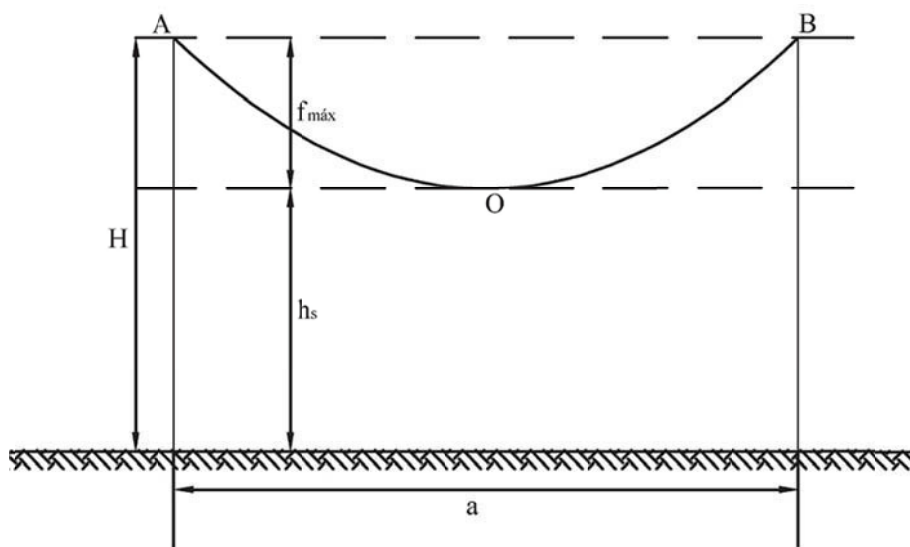
A plotação preliminar tem como objetivo a elaboração de desenhos em vista de elevação e em planimetria da linha, indicando a posição escolhida para cada estrutura e as catenárias dos cabos entre as mesmas, assegurando que, em época alguma da vida útil da linha, os cabos aproximem-se mais do solo, ou de obstáculos, do que o permitido pelas normas técnicas ou regulamentos de segurança. A plotação preliminar não só tem o objetivo de assegurar que os cabos condutores aproximem-se mais do solo ou obstáculos do que o permitido pelas normas, no decorrer da vida útil da linha, mas também, o de permitir ao montador uma locação preliminar em campo, podendo este analisar com maior nitidez as

possíveis interferências às quais a linha estaria submetida. Interferências que possivelmente inviabilizassem a construção da LT 230 kV J&S (LABEGALINI, 1992).

O projetista pode iniciar a distribuição das estruturas de duas formas: processo manual com o auxílio do computador ou processo inteiramente computacional. Para esta dissertação é descrito o processo manual.

Para o processo manual do estudo de locação das estruturas se faz necessária uma representação gráfica fiel dos cabos suspensos e dos suportes nas mesmas escalas dos desenhos topográficos sobre os quais o trabalho será efetuado. Segue como exemplo, a Figura 10, onde as alturas úteis (H) das estruturas A e B, distância entre o ponto de fixação do cabo mais baixo na estrutura ao solo, a flecha máxima ($f_{m\acute{a}x}$) e a altura de segurança (h_s) são representadas na mesma escala. Os cabos são representados na condição de flecha máxima e determina a distância “a” para o condutor escolhido com o valor da componente horizontal da tração calculada para tal condição (LABEGALINI, 1992).

Figura 10 – Princípio da Locação em corte longitudinal



Fonte: Elaborada pelo autor

De posse dos critérios de projeto, principalmente dos cálculos mecânicos dos cabos, dos desenhos de topografia (plantas e perfis), o projetista da LT estudada iniciou a elaboração da plotação preliminar. O mesmo analisou o levantamento topográfico feito e marcou, de forma destacada, os chamados pontos obrigatórios, isto é, os locais onde haverá estruturas iniciais e finais, estruturas para deflexões superiores a 6° e, em alguns casos, estruturas para travessias. Nas deflexões com ângulos inferiores a 6° e nos pontos de

alinhamento do traçado, ou seja, onde não haviam ângulos foram utilizadas estruturas de suspensão. As estruturas foram aplicadas conforme descrito na definição de estruturas do critério de projeto.

Iniciando de um ponto obrigatório, com uma estrutura de ancoragem, o projetista foi locando as demais estruturas até que chegasse a outro ponto obrigatório, ou seja, até que locasse uma segunda estrutura de ancoragem. Além de locar estrutura de ancoragem em ponto obrigatório, o projetista locou, também, estruturas de ancoragem em pontos de alinhamento do traçado ou por limitações do terreno, sendo este acidentado, ou por uma grande sequência de estruturas de suspensão a fim de limitar o tramo.

A distância entre duas estruturas de ancoragem consecutivas denomina-se seção de tensionamento ou tramo, está se comporta como vão único, logo é representada por um vão básico.

Vão básico, ou também vão ideal de regulagem, é um vão fictício, mecanicamente equivalente a uma série de vãos contínuos, compreendidos entre estruturas ancoradas, e que serve para a definição do valor da tração de montagem. Como as estruturas de suspensão, suas cadeias, não têm condições de absorver as diferenças de tensões entre o vão anterior e o vão posterior, aplica-se uma mesma tração no condutor no decorrer de um tramo, mantendo essas cadeias na posição vertical, sem nenhuma inclinação.

O cálculo do vão básico é dado por:

$$V_B = \sqrt{\frac{V_1^3 + V_2^3 + V_3^3 + \dots + V_n^3}{V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_n}} \quad (20)$$

Onde,

V_B – vão básico;

$V_1, V_2, V_3 \dots V_n$ – os n vãos que compõem o tramo.

Após definir o tramo, o projetista calculou o vão básico com o objetivo de definir a tração ao qual o condutor estaria submetido. A tração, por sua vez, foi determinada através da Tabela 16 disponibilizada no Apêndice B. O projetista representou a catenária do condutor na condição de flecha máxima. Para tal, o mesmo, de posse do valor do vão básico, encontrou a tração ao qual o condutor foi submetido para a condição de carregamento de

número 2. Para valores não demonstrados em tabela, coube ao projetista determinar o valor da tração pelo método de interpolação matemática.

A catenária, curva que representa a locação dos cabos condutores na condição de flecha máxima, antigamente era traçada através de um gabarito construído manualmente. Para a confecção do gabarito o projetista tinha que:

- Determinar a condição regente de projeto, especificando a tração, a temperatura e o peso virtual unitário do cabo;
- Estimar o vão para cálculo;
- Especificar as trações e respectivas durações, antes e após a ancoragem e calcular o alongamento a ser compensado, uma vez que o cabo condutor sofre alongamentos e retrações o que depende da condição de carregamento;
- Empregar a equação de mudança de estado para determinar a flecha e determinar a forma da curva.

Através dessa sequência era possível confeccionar um gabarito, porém a utilização dele ficaria limitada a um único vão, pois os vãos das linhas raramente são iguais ao vão de cálculo e tampouco são nivelados, o que desloca os vértices das curvas para perto dos suportes mais baixos, ficando a curva assimétrica com relação ao meio do vão. Logo, é necessário confeccionar os gabaritos para vãos bem maiores.

Para a confecção dos gabaritos era necessário desenhar as curvas (parábolas ou catenárias) por qualquer um dos métodos usuais, sendo conveniente o método das tangentes.

Nos dias atuais, as catenárias são traçadas em desenhos eletrônicos, através de softwares como o AUTOCAD, com a utilização de rotinas. Tais rotinas são baseadas na equação da catenária que é dada pela função hiperbólica e sua equivalente exponencial, como mostrada abaixo:

$$y = a \cdot \cosh\left(\frac{x}{a}\right) = \frac{a}{2} \left(e^{x/a} + e^{-x/a} \right) \quad (21)$$

Os desenhos de locação de estruturas, referente ao projeto LT 230 kV J&S, foram elaborados no software AUTOCAD com a utilização da rotina citada. A mesma necessita como dado de entrada um parâmetro p dado pela equação abaixo:

$$P = \frac{T_H}{p} \quad (22)$$

Onde,

P – parâmetro utilizado pelo executável;

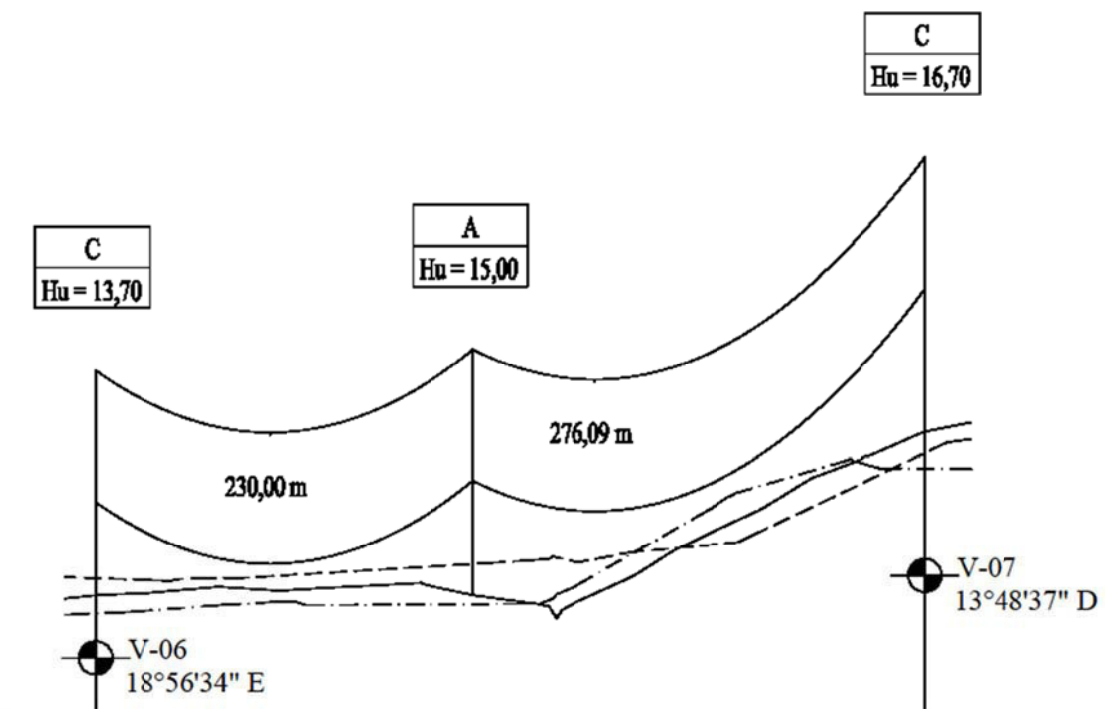
T_H – Tração horizontal encontrada para o vão básico;

p – peso do condutor.

A rotina, ao ser iniciada, solicita a escala desejada nos eixos “X” e “Y”, a indicação da primeira e segunda estrutura e, por fim, o parâmetro determinado por (22). Após a entrada dos dados a catenária foi desenhada e o mesmo procedimento foi feito para todos os vãos.

Abaixo, na Figura 11 é ilustrado um tramo pertencente à linha projetada e a catenária do condutor submetido à tração para flecha máxima.

Figura 11 – Representação de Tramo



Fonte: Elaborado pelo autor

Para o tramo representado na Figura 11, foi encontrado um vão básico de:

$$V_B = \sqrt{\frac{230^3 + 276,09^3}{230 + 276,09}} \cong 256m$$

A tração calculada para o vão encontrado, na condição de governo de flecha máxima, ao qual o cabo condutor estará submetido através do método da interpolação matemática. Tal método nos fornece a equação abaixo:

$$\frac{V_{B1} - V_{B2}}{T_1 - T_2} = \frac{V_{B1} - V_{B3}}{T_1 - T_3} \quad (23)$$

Onde,

V_{B1} e V_{B2} – vãos básicos retirados da Tabela 16 Apêndice B;

V_{B3} – vão básico ao qual é desejado encontrar a tração;

T_1 e T_2 – trações horizontais retiradas da Tabela 16 Apêndice B;

T_3 – tração a ser encontrada.

Assim, temos:

$$\frac{260 - 240}{1714 - 1681} = \frac{260 - 256}{1714 - T_3} \Rightarrow T_3 \cong 1707kgf$$

Dividindo a tração T_3 pelo peso do condutor obtivemos o parâmetro $P = 1497$.

O parâmetro encontrado foi utilizado na rotina já citada que traçou as catenárias superiores. As catenárias inferiores são projeções das superiores e indicam a distância vertical mínima permitida em norma (NBR 5422/1985) e definida nos critérios de projeto, ou seja, estão 8,0 metros abaixo das catenárias superiores. Caso as projeções cortassem a linha representativa do solo, caberia ao projetista definir um novo local para a estrutura de suspensão “A”. Tal alteração teria como consequência o cálculo de um novo vão básico, a determinação de uma nova tração, logo uma nova catenária a ser traçada. Se mesmo relocando a estrutura “A”, as projeções continuassem cortando o solo caberia ao projetista à opção de aumentar a altura útil, o que não implicaria em alteração de vão básico. Ou ainda, acrescentar uma nova estrutura de suspensão ou quantas forem necessárias, mas o acréscimo de estruturas implicaria também em novos cálculos.

O processo foi repetido para todos os tramos, onde o resultado final foi a plotação preliminar da linha.

Nos desenhos de plotação preliminar, além de conter a representação das estruturas locadas e as catenárias entre os vãos, há também outras informações pertinentes ao projeto, como:

- O tipo de estrutura;
- A altura útil;
- O vão de peso e o vão médio;
- O vão entre estruturas;
- A progressiva, onde esta é a indicação em quilômetros do posicionamento da estrutura.

5.4. TABELA DE LOCAÇÃO

Em complemento a plotação preliminar foi elaborada a tabela de locação. A mesma tem como objetivo fornecer informações complementares a plotação preliminar, facilitando assim, a locação da linha de transmissão no campo por parte do executor. Nesta, além de informações complementares havia, também, as mesmas informações contidas na plotação preliminar. Segue, abaixo, todas as informações encontradas na tabela de locação:

- Número da estrutura;
- Tipo de estrutura;
- Altura total e altura útil da estrutura, em metros;
- Ângulo de deflexão em graus, minutos e segundos e a indicação da direção da deflexão;
- Vãos entre estruturas;
- Distância progressiva;
- Estação de referência ou marco, ou seja, distância da estrutura para uma estação já materializada em campo à época do levantamento topográfico.

Em alguns casos, são também colocadas as coordenadas geográficas do piquete central, ou seja, ponto geométrico central das estruturas, pois as mesmas proporcionam uma maior facilidade no processo de locação.

O número da estrutura, além proporcionar a identificação da estrutura na plotação, na tabela de locação e em campo, o mesmo identifica o quilômetro no qual a estrutura se encontra. O número da estrutura é dado da seguinte forma “X – Y”, onde:

- X – representa o quilômetro em que a estrutura está;
- Y – representa o número sequencial da estrutura dentro do quilômetro.

5.5. LISTA DE MATERIAIS PRELIMINAR

A lista de materiais fornece as características e quantidades dos materiais utilizados para a construção da LT projetada. Esta, em sua fase preliminar, tem como objetivo proporcionar ao proprietário a possibilidade de realizar a cotação do material nela contido. Em muitos casos, por se tratar de empreendimentos que demandam uma grande quantidade de materiais, o proprietário da linha, de posse da lista de material preliminar fecha o acordo de compra, principalmente, dos materiais de requerem tempo na fabricação, por exemplo, as estruturas metálicas e cabos condutores e para-raios.

Na lista, deve conter:

- Descrição do material a ser comprado;
- Unidade de medida;
- Quantidade;
- Indicação de fabricante ou similares;
- Referência do material, onde a mesma é retirada do catálogo do fabricante indicado;
- E, sempre que necessário, observações a respeito do material a ser comprado.

Quando não houver a indicação do fabricante e a respectiva referência, a descrição do material deve ser feita de tal forma a permitir que o proprietário da linha de transmissão seja capaz de realizar a cotação ou compra do material em qualquer que seja o fabricante por ele escolhido. Tal descrição deve conter detalhes do tipo de matéria-prima utilizada para a fabricação e das dimensões: espessura, tamanho, diâmetro de furos, entre outras.

5.6. PLOTAÇÃO E LISTA DE MATERIAIS FINAIS

De posse da plotação preliminar, em conjunto com a tabela de locação, coube ao executor locar as estruturas em campo através da materialização de marcos. Tal locação permitiu ao mesmo encontrar possíveis empecilhos à construção da LT, tais como: travessias inexecutáveis, travessias não identificadas no desenho planialtimétrico, locações em declives acentuados, locações dentro da faixa de servidão de rodovias, entre outros. Em alguns casos, tais empecilhos são encontrados somente no momento da locação em função de um levantamento topográfico mal feito, fato este que tem sido recorrente nos dias atuais. Ainda durante a locação das estruturas o executor fez o levantamento das cotas no terreno nos marcos das estruturas.

Após a locação das estruturas, o executor informou o projetista sobre os problemas identificados e este, por sua vez, fez uma visita a campo. Em sua visita aos pontos do traçado onde havia os empecilhos, estudou novas alternativas e formas de solucionar tais problemas. Para as alternativas encontradas solicitou novos levantamentos topográficos, quando necessário, e quando não, somente fez relocações e inclusões ou exclusões de estruturas anteriormente plotadas, ou aumentou e diminuiu as alturas úteis das mesmas.

Os novos levantamentos topográficos geralmente são solicitados quando não há no levantamento inicial indicações de obstáculos encontrados em campo durante a locação das estruturas, ou quando, por algum motivo, deve ser criada uma variante. Esta última, sempre que solicitada, tem por objetivo desviar de um obstáculo intransponível por questões físicas ou econômicas. A mesma inicia e retorna de pontos já conhecidos do levantamento topográfico inicia e é feita de forma a evitar uma maior variação do traçado buscando sempre o menor caminho possível para tal transposição. O novo levantamento topográfico é feito de forma pontual, ou seja, somente no trecho aonde o problema foi identificado.

De posse do novo levantamento topográfico, o projetista reestudou as locações das estruturas e seguiu todo o procedimento já exposto na plotação preliminar:

- Identificou os pontos obrigatórios;
- Locou as estruturas de ancoragem;
- Locou as estruturas de suspensão;
- Calculou o vão básico;
- Calculou a tração referente ao vão básico encontrado;
- Traçou as catenárias.

Chegando ao final do processo, o projetista teve como resultado a plotação final das estruturas entendendo ser esta a melhor disposição das mesmas, levando em consideração as questões técnicas e econômicas.

Com a plotação final do traçado foram elaboradas a lista de construção e a tabela de esticamento. Houve também, a elaboração de uma nova lista de material, agora na sua versão final. A mesma foi atualizada levando em consideração as alterações feitas: alteração do tipo e/ou altura das estruturas, inclusão ou exclusão de estruturas, entre outras.

No Apêndice D segue um trecho do projeto estudado (LT 230 kV J&S) nos documentos: plotação final das estruturas.

5.7. DEFINIÇÃO DAS FUNDAÇÕES TÍPICAS

Após os serviços de sondagens ao longo da faixa de servidão, coube a empresa responsável à elaboração do perfil geotécnico da linha. Este identificou os tipos de terreno encontrados em toda a extensão da LT permitindo ao projetista civil determinar quais as fundações que seriam adotadas na LT 230 kV J&S.

As fundações foram projetadas estrutural e geotecnicamente de forma a adequar todos os esforços resultantes de cada estrutura às condições específicas do solo. No cálculo das mesmas foram considerados os aspectos regionais geomorfológicos que influenciam o estado do solo, seja no aspecto de sensibilidade, de expansibilidade e colapsividade e levou em conta a sazonalidade (ONS, 2009).

Para definição do tipo de fundação, bem como o seu dimensionamento estrutural e geotécnico, foi levado em consideração os limites de ruptura e deformabilidade para a capacidade de suporte do solo à compressão, ao arrancamento e aos esforços horizontais, valendo-se de métodos racionais de cálculo, incontestáveis e consagrados na engenharia geotécnica (ONS, 2009).

As fundações projetadas para a linha de transmissão LT 230 kV J&S são de dois tipos:

a) Solos normais (solos argilosos, arenosos, siltosos ou mistos)

- Fundação em tubulão reto;
- Fundação em sapata para solo.

b) Solos especiais (solos fortes – rochas e solos fracos – nível de água elevado)

- Fundação em bloco ancorado.

As fundações foram definidas para as estruturas conforme o tipo de terreno em que as mesmas foram locadas. Segue indicada na lista de construção (Apêndice E) a fundação para cada estrutura.

5.8. LISTA DE CONSTRUÇÃO

Após a confirmação de que não haveria mais empecilhos em relação à locação das estruturas, ou seja, a plotação em sua versão final não seria mais alterada, foi elaborada a lista de construção.

Lista de construção é um documento emitido pelo projetista e tem como objetivo proporcionar ao executor informações que o permitam construir a linha de transmissão projetada. A lista de construção é uma extensão da tabela de locação e contém, além do já citado na tabela de locação, as seguintes informações:

- Vão médio;
- Vão de peso na temperatura mínima e máxima, ambas finais;
- Vão equivalente, também conhecido como vão básico;
- Cota do marco central das estruturas;
- desnível do condutor, diferença entre a fixação do condutor em relação a fixação do condutor na estrutura anterior;
- Extensão do corpo da estrutura;
- Tamanho dos pés da estrutura e elevação de referência das mesmas;
- Tipo de solo conforme sondagens realizadas;
- Tipos de fundações adotadas;
- Tipo de arranjo de ferragens, ou seja, ancoragem ou suspensão e esforço suportado, tanto para os cabos condutores como também para os cabos para-raios.

Além das informações acima, há ainda outras informações que são acrescentadas pelo executor indicando como a linha foi construída, são elas:

- Quantidade de amortecedores por vão, tanto nos cabos condutores quanto nos cabos para-raios;
- Resistência do aterramento e qual a fase de aplicação.

Ao final, têm-se um único documento contendo todas as informações de construção da linha de transmissão. Segue no Apêndice E a tabela de construção referente ao trecho apresentado no Apêndice D.

5.9. TABELAS DE ESTICAMENTO

Após a locação das estruturas em campo, como dito anteriormente, coube ao executor à função de fazer o levantamento de cotas do terreno. Além do levantamento das cotas, coube ao mesmo o levantamento do ΔH (variação de altura entre o marco central da estrutura e o pé de referência). O pé de referência, dentre os quatro pés da estrutura, é considerado aquele que proporciona um menor ΔH .

Os dados levantados foram encaminhados ao projetista e analisados pelo mesmo. Através desta análise foram obtidos os desníveis dos condutores. Estes são de fundamentais para a elaboração da tabela de esticamento.

A tabela tem como finalidade fornecer informações para que o executor faça o lançamento dos cabos condutores e cabos para-raios.

Tabela contém as seguintes informações:

- Temperaturas de lançamento;
- Tração axial referente cada temperatura indicada;
- Informações da estrutura (número, vão a vante e desnível);
- Flechas do cabo para cada temperatura indicada.

O processo para se obter os valores contidos na tabela de esticamento é o mesmo citado no critérios de projeto para determinar os valores contidos na tabela de cálculo mecânico. Há valores de partida e a partir destes, com a aplicação da equação de mudança de estados, encontram-se os valores finais desejados.

De posse da tabela de esticamento, o executor deverá medir a temperatura ambiente local no dia do esticamento e em consulta a tabela obter os valores de tração e flecha, para aquele vão a ser esticado, na temperatura medida.

Durante o esticamento o executor efetua diversas medições de tração e de flecha procurando atingir os valores obtidos na tabela. Uma vez que os valores foram atingidos, considerasse cabo esticado conforme projetado.

5.10. PROJETOS DAS TRAVESSIAS

Além da apresentação do projeto que contempla a linha de transmissão como um todo há a necessidade de apresentar, separadamente e com maiores detalhes, os projetos de travessias com rodovias e outras linhas de transmissão.

As travessias devem ser projetadas de forma a atender, tanto as exigências da NBR - 5422/1985, como também as exigências dos órgãos responsáveis pelo empreendimento.

Os projetos de travessias são compostos por um desenho com:

- Uma vista planimétrica com informações quanto: às distâncias entre as estruturas e o eixo da travessia, as progressivas do eixo da travessia, tanto em referência a linha de transmissão, quanto em referência a rodovia e, também, as coordenadas geográficas do ponto que representa o eixo da travessia;
- Uma vista altimétrica com informações quanto: às distâncias entre as estruturas e o eixo da travessia, além de demonstrar o terreno, deve ser mostrado também todos os objetos abaixo da linha (vegetação e redes de distribuição), cotas do terreno, informações quanto às estruturas e representação das mesmas, representação da catenária dos cabos condutores e cabos para-raios e informações sobre os mesmos (tipo de condutor e condição ao qual estão representados), vão entre as estruturas e posicionamento das esferas, quando estas existirem, e suas características técnicas;
- Características mecânicas dos cabos condutores e para-raios;
- Desenhos construtivos pertinentes ao trecho da travessia, bem como: silhuetas das estruturas, representação da cadeia de isoladores para os cabos condutores e cabos para-raios, representação do aterramento e, por fim, seccionamento de cercas quando existirem.

Além do desenho, deve ser elaborado também um memorial descritivo contendo informações sobre a travessia projetada. Ambos os documentos devem ser apresentados ao

órgão responsável pelo empreendimento atravessado para que o mesmo aprove tal travessia. Em caso de considerações feitas por tal órgão, as mesmas devem ser levadas em consideração gerando revisões do projeto. Estando as revisões feitas conforme solicitações, as travessias são aprovadas e, por consequência, executadas.

Segue no Apêndice F desenho de uma das travessias executadas para a LT 230 kV J&S.

5.11. ATUALIZAÇÃO “AS BUILT”

Assim como todo e qualquer projeto de engenharia, este, também, deve ter a sua versão final contendo todas as informações conforme a linha de transmissão foi executada.

Mesmo após todos os levantamentos topográficos feitos, da emissão da plotação preliminar e a plotação final, emissão de tabela de locação e lista de construção o projeto na sua fase de execução ainda pode sofrer modificações por qualquer que seja o motivo. Essas modificações podem ser caracterizadas por alteração do traçado ou por alteração nas características da estrutura (definição de pé, altura útil, tipo, entre outros). Para as modificações que implicam na alteração do traçado não se faz, nessa fase, necessário um novo levantamento topográfico, porém as novas distâncias devem ser reproduzidas no “AS BUILT”. Para tal, geralmente é utilizado o método de igualdade de progressivas quando a modificação atingi diretamente a distância horizontal, ou o método de igualdade de cotas quando a modificação atingi diretamente a cota do terreno no ponto de locação de uma estrutura.

O método de igualdade de progressivas, usualmente utilizado no “AS BUILT”, consiste em reproduzir os novos vãos entre as estruturas e para tal duas estruturas deveram ter suas locações duplicadas no perfil utilizado para a plotação final, ou seja, uma única estrutura será representada em locais aparentemente distintos. Na indicação da progressiva é feita a igualdade citada, ou seja, o projetista indica que a progressiva anterior é igual à nova progressiva, sendo esta feita numericamente.

Uma vez feita todas as alterações, conforme a LT foi executado é emitido o projeto na sua versão final ou também conhecida como “AS BUILT”.

5.12. CONCLUSÕES

Assim, como o Projeto Básico, o Projeto executivo se caracteriza como uma etapa fundamental para o desenvolvimento do projeto e posterior construção da LT. É nessa fase em que o projetista se aproveita de todo o conhecimento e experiência conquistados e defini em suas versões finais os elementos da LT (locação das estruturas, fundações, entre outros) buscando a melhor aplicação e conseqüentemente o menor custo de materiais que compõem a LT como um todo.

Aqui, também, o executor exerce sua função principal e, ainda, com a visão do campo, expõe suas opiniões ao projetista quanto a possíveis mudanças no traçado da linha em função de problemas encontrados e não representados no levantamento topográfico. Tais opiniões, juntamente com novos levantamentos topográficos, são levadas em consideração pelo projetista para que, ainda no intuito de se fazer uma linha sem custos excessivos utilizando os materiais em suas melhores aplicações, reloque algumas estruturas e/ou inclua novas estruturas a LT projetada. Gera-se assim, o projeto em sua versão final.

CONCLUSÕES

As etapas demonstradas estão em ordem cronológica e retratam fielmente o processo ao qual deve ser seguido para a elaboração de projetos mecânicos de linha de transmissão. Vale ressaltar que o projeto elétrico, abordado de forma sucinta, deve preceder toda e qualquer etapa descrita nesse trabalho, uma vez que é através dos resultados deste que são apresentados os estudos elétricos citados no procedimento de solicitação de acesso a Rede Básica de Energia Elétrica e a escolha do cabo condutor que melhor atende os critérios elétricos, técnicos e econômicos. De posse dos resultados do projeto elétrico é iniciado o projeto mecânico

Em paralelo ao desenvolvimento do projeto mecânico, é solicitado o acesso a Rede Básica através de um processo demorado, pois os prazos dados são longos, e delicado, porque os dados apresentados aos órgãos MME, EPE, ONS e ANEEL devem estar atendendo todos os critérios exigidos pelos mesmos. Caso os órgãos não estejam de acordo com o exposto o projetista deverá refazer os estudos apresentados e reencaminhar para novas análises. O processo é repetido até que o parecer de acesso seja concedido.

O projeto mecânico (projeto básico e projeto executivo) foi abordado de forma detalhada. Na abordagem do projeto básico foram definidos todos os equipamentos a serem utilizados em uma linha de transmissão e todos os critérios a serem atendidos para elaboração do projeto da mesma. Sendo esta a etapa mais importante do projeto, pois sem ela seria impossível elaborar o projeto executivo.

No projeto executivo foram definidas as locações das estruturas de tal forma atender os critérios técnicos (NBR e regulamentos de órgãos responsáveis por empreendimentos atravessados) e a proporcionar o menor custo para a execução da LT.

Uma vez que, o objetivo inicial do trabalho era demonstrar em detalhes as etapas de elaboração de um projeto executivo eletromecânico de uma linha de transmissão de alta tensão, o mesmo pode ser tido como parcialmente atingido, haja vista que não foi possível fazê-lo com o detalhamento pretendido. O projeto básico apresentou-se extenso tornando inviável um maior detalhamento do projeto executivo. Apesar disto, foi possível abordar sucintamente todas as etapas do projeto a ser executado, de forma a não tornar a leitura do trabalho cansativa.

Por se tratar de uma área nobre da engenharia elétrica, onde poucos dominam o conhecimento, a pesquisa feita para o presente trabalho mostrou-se dificultosa, resultando em informações limitadas e escassas, impedindo um desenvolvimento mais elaborado e específico. Por fim, esse trabalho servirá como apoio e proporcionará um maior esclarecimento sobre o assunto, permitindo que novos engenheiros eletricitas se interessem pela elaboração de projetos eletromecânicos de linhas de transmissão.

TRABALHOS FUTUROS

Buscando tornar as etapas de projeto eletromecânico de linhas de transmissão de alta e extra alta tensão conhecidas, esse trabalho foi desenvolvido de forma sucinta. Durante a elaboração deste foram destacadas duas etapas como principais: Projeto Básico e Projeto Executivo, pois nelas são necessários a utilização de todo o conhecimento do projetista quanto a linhas de transmissão. Para os graduandos e recém-formados que se interessam pela área e desejam aprofundar o conteúdo abordado aqui, indico desenvolver com detalhes, embasamento teórico, os cálculos necessários para a definição dos equipamentos e parâmetros abordados no Projeto Básico.

Além do Projeto Básico, há também, uma etapa não menos importante e fundamental, o Projeto Executivo. No mesmo são necessários cálculos para o desenvolvimento do projeto: plotação das estruturas, traço das catenárias, cálculos dos esforços, entre outros. Tais cálculos são baseados em teorias descritas em bibliografias consagradas e os mesmos não foram abordadas no decorrer deste trabalho. Logo, indico, assim como no Projeto Básico, que tais cálculos sejam abordados com detalhes e descritos de forma a compor um único trabalho sobre Projeto Executivo.

Há, ainda, um terceiro trabalho que poderá vir a ser desenvolvido e complementar este. Existe um software que desenvolve o projeto eletromecânico de uma linha de transmissão completo. O mesmo, não citado aqui, chama-se PLSCADD. De posse desta informação, poderá ser desenvolvido um trabalho descrevendo o funcionamento completo do software indicando os dados de entrada e mostrando os dados de saída (projeto eletromecânico). Indicar se os dados de saída são 100% confiáveis ou se é necessário uma análise crítica do engenheiro responsável pelo projeto.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

LABEGALINI, P. R.; LABEGALINI, J. A.; FUCHS, R. D.; ALMEIDA, M. T. **Projetos mecânicos das linhas de transmissão**. São Paulo: Edgard Blucher, 1992.

PRAÇA, J. C. G.; FURST, R. D. “A evolução do modelo de transmissão no setor elétrico brasileiro” in GOMES, R. (org.) **A gestão do sistema de transmissão do Brasil**. Rio de Janeiro: Editora FGV, 2012.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. **Transmission line reference book 345 kV and above**. New York, 1975.

ANEEL. **Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo3_Revisao_1.pdf. Acesso em: 1 de abril de 2013.

PIZETA, E. G.; ROSSI, L. N. **Conexão à rede básica de consumidores industriais (proposição de alteração na legislação do setor elétrico como forma de mitigar os obstáculos enfrentados)**. In: Encontro regional iberoamericano de CÍGRE, 13., 2009. Puerto Iguazú. *Anais...* Puerto Iguazú, 2009. Disponível em: <http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII%20Eriac/C5/C5-25.pdf>. Acesso em: 10 de abril de 2013.

JITSUKAWA, J. A. M. **Coordenação de isolamento de subestações isoladas a ar**. 57f. Projeto de Diplomação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande Sul, Rio Grande do Sul, 2010. Disponível em: <http://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/33036/00078821%201.pdf?...1>. Acesso em: 15 de abril de 2013.

COELCE. **Critério de execução CE – 002/2003 R-01**. Disponível em: https://www.coelce.com.br/media/29855/coelce_crit%C3%A9rios_execu%C3%A7%C3%A3o_2006_0327_112.pdf. Acesso em: 20 de abril de 2013.

ARAÚJO, L. A. P. **Novas tecnologias para estudo de corredores de traçado de linhas de transmissão.** In: Seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica, 19., 2007. Rio de Janeiro. *Anais...*Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: http://www.zonaeletrica.com.br/downloads/transmissao/SNTPEE_GLT-16.pdf. Acesso em: 25 de abril de 2013.

LEÃO, R. M. **Rádio interferência proveniente de linhas de alta tensão.** Disponível em: <http://www.pucrs.br/edipucrs/radiointerferencia.pdf>. Acesso em: 30 de abril de 2013.

FILHO, A. L. S. **Avaliação do ruído de rádio interferência proveniente de linhas de transmissão de 500 kV.** 55f. Pós-Graduação (Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Minas Gerais, 2011. Disponível em: <http://www.bibliotecadigital.ufmg.br/dspace/bitstream/handle/1843/BUOS-8F7PJ5/8m.pdf?sequence=1>. Acesso em: 03 de maio de 2013.

FREITAS, E. D.; MIRANDA, G. C., SENNA, A. L., GIUDICE, E. B. **Caracterização do ruído audível gerado por linhas de transmissão.** Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais. Disponível em: <http://www.labplan.ufsc.br/congressos/Induscon%202010/fscommand/web/docs/T1107.pdf>. Acesso em: 25 de maio de 2013.

IEC. **IEC 60826 – Design criteria of overhead transmission lines.** Disponível em: <http://pt.scribd.com/doc/37395704/Iec-60826-2003rt-English>. Acesso em: 07 de junho de 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5422: **Projetos de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica**, 1985.

JUNG, J. G. **Fundações superficiais de linhas de transmissão submetidas a esforços de tração: comparação entre métodos de previsão de capacidade de carga.** 59f. Graduação (Graduação em Engenharia Civil) – Escola de Engenharia, Universidade

Federal do Rio Grande do Sul, Rio Grande do Sul, 2009. Disponível em: <http://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/24115/000741831.pdf?sequence=1>. Acesso em: 10 de junho de 2013.

ECOSFERAS. **RIMA – Relatório de impacto ambiental: interligação elétrica Brasil e Uruguai.** Disponível em: http://licenciamento.ibama.gov.br/Linha%20de%20Transmissao/LT%20Interligacao%20Brasil%20-%20Uruguai/EIA%20RIMA%20Antigo/VOLUME_VII_RIMA/RIMA_EIA_ELETROBRAS.pdf. Acessado em: 15 de junho de 2013.

ANEXO A – TABELAS IEC - 60826

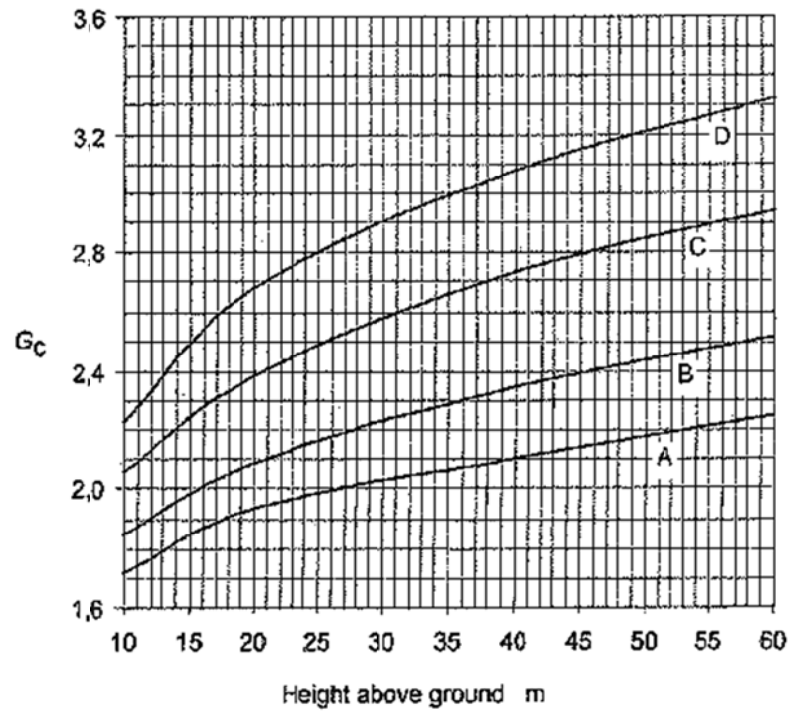
Tabela 4 – Classification of terrain categories

Terrain Category	Roughness characteristics	KR
A	Large stretch of waterupwind, flat coastal areas	1,08
B	Open country with very few obstacies, for example airports or cultivated fields with few trees or buildings	1,00
C	Terrain with numerous small obstacles of low height (hedges, trees and buildings)	0,85
D	Suburban areas or terrain with many tall trees	0,67

Fonte: (IEC – 60826, 2003)

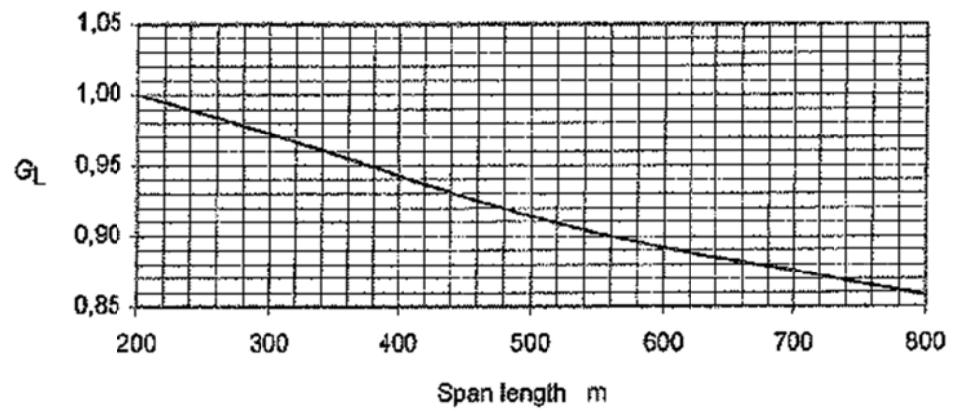
ANEXO B – FIGURAS IEC - 60826

Figura 3 – Combined Wind factor G_C for conductors for various terrain categories and heights above ground



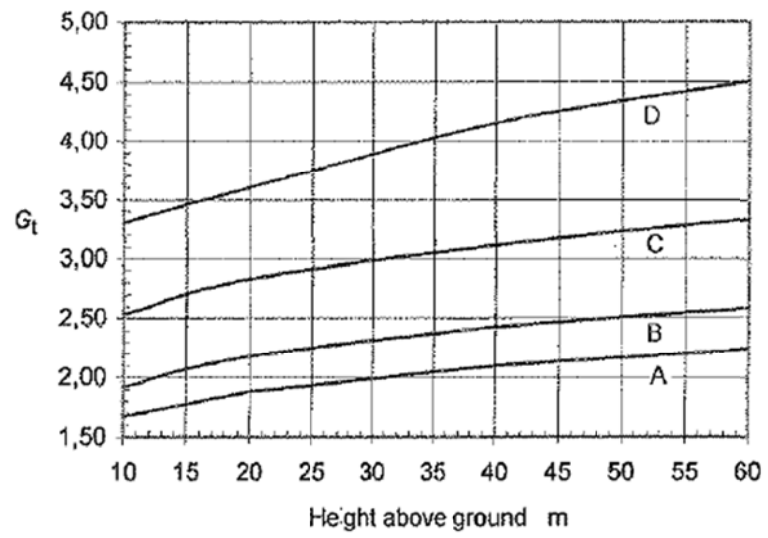
Fonte: (IEC – 60826, 2003)

Figura 4 – Span factor G_L



Fonte: (IEC – 60826, 2003)

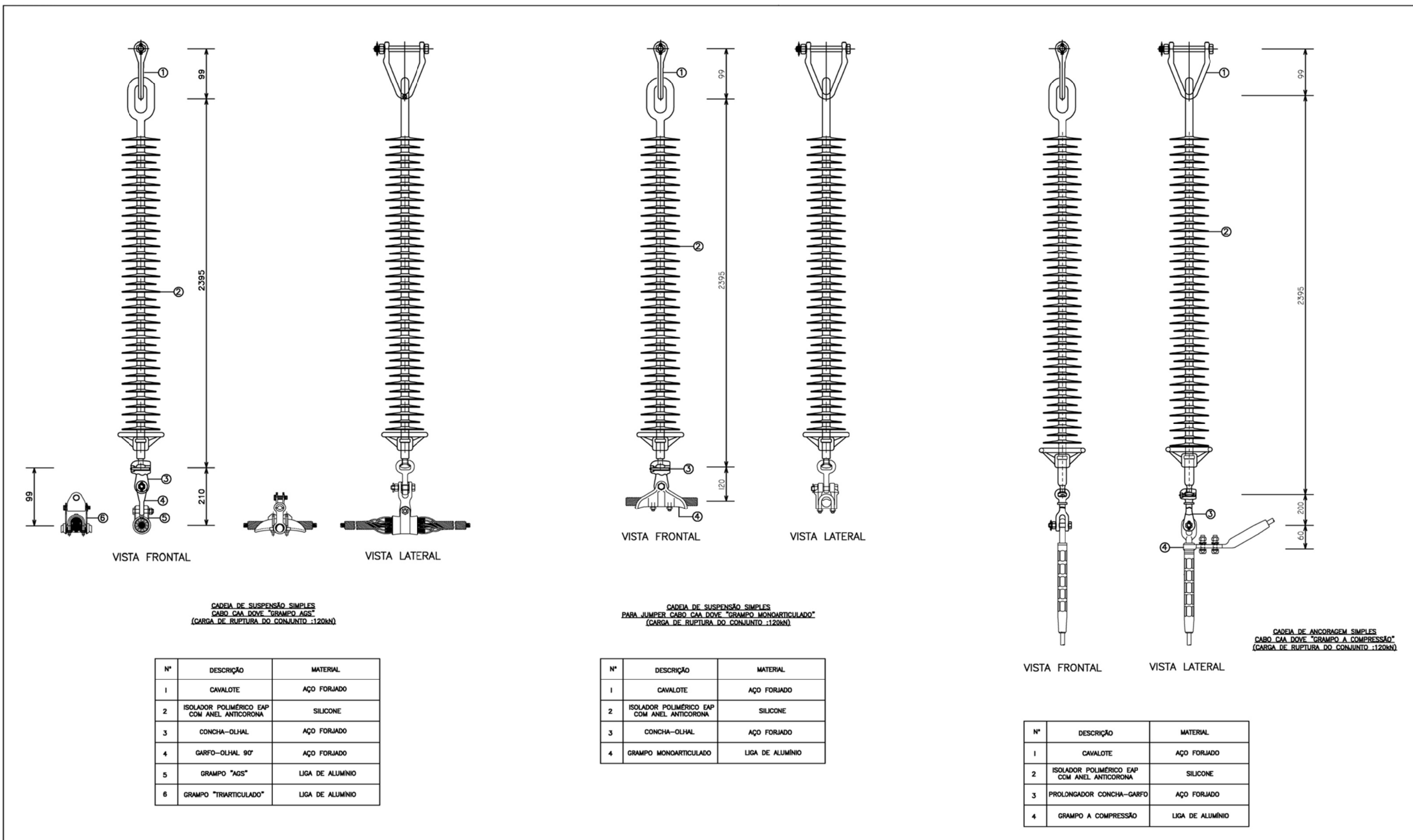
Figura 5 – Combined wind factor G_L applicable to supports and insulator strings



Fonte: (IEC – 60826, 2003)

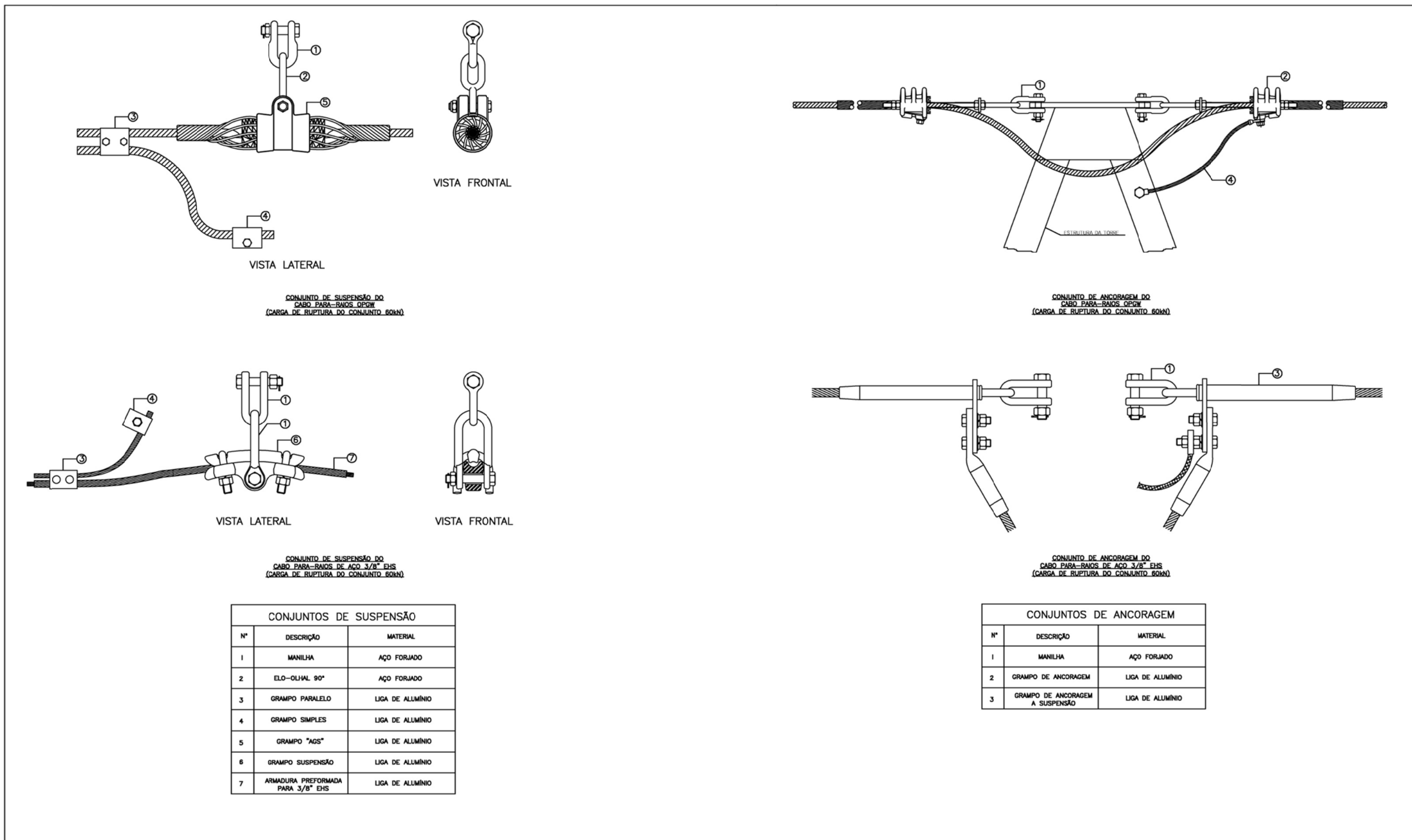
**APÊNDICE A – ARRANJO DAS CADEIAS DE ISOLADORES DOS CABOS
CONDUTORES E CABOS PARA-RAIOS**

Figura 12 – Desenho da cadeia dos cabos condutores



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 13 – Desenho das cadeias dos cabos para-raios



Fonte: Elaborada pelo autor

**APÊNDICE B – TABELA DE CÁLCULO MECÂNICO DOS CABOS
CONDUTORES**

Tabela 16 – Cálculo mecânico do cabo condutor para as condições de governo

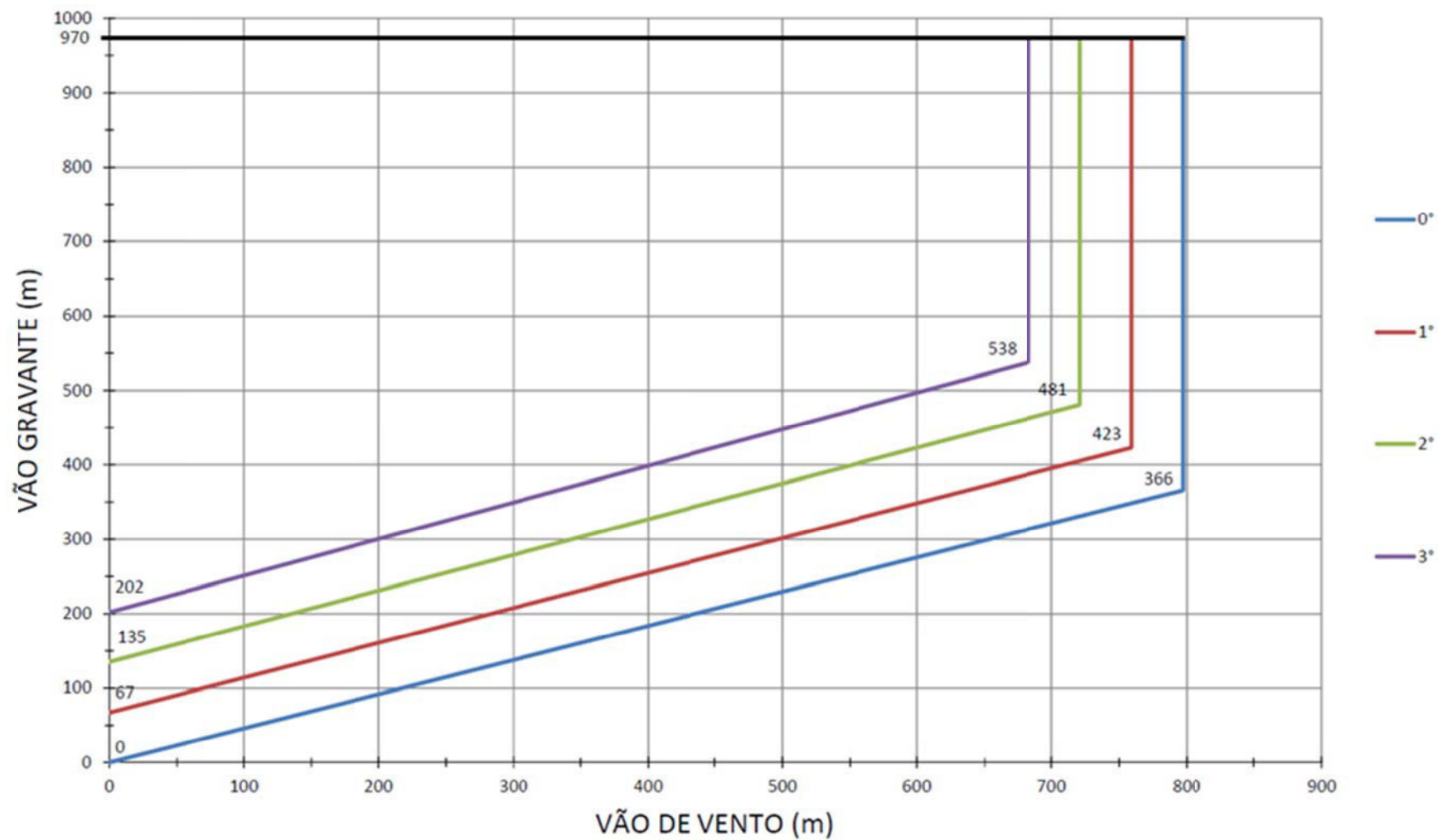
Vão Básico (m)	CONDIÇÃO 1					CONDIÇÃO 2			CONDIÇÃO 3			CONDIÇÃO 4			CONDIÇÃO 5		
	T (°C)	Carga de Ruptura (%)	Tração Axial (kgf)	Tração Horiz. (kgf)	Flecha (m)	T (°C)	Tração Horiz. (kgf)	Flecha (m)	T (°C)	Tração Horiz. (kgf)	Flecha (m)	T (°C)	Tração Horiz. (kgf)	Flecha (m)	T (°C)	Tração Horiz. (kgf)	Flecha (m)
100	23	20	2055	2055	0,69	50	1284	1,11	12	2473	0,58	17	2563	0,91	71	955	1,49
120	23	20	2055	2054	1,00	50	1365	1,50	12	2438	0,84	17	2624	1,28	71	1061	1,93
140	23	20	2055	2054	1,36	50	1437	1,94	12	2403	1,16	17	2684	1,70	71	1154	2,42
160	23	20	2055	2053	1,78	50	1499	2,43	12	2367	1,54	17	2738	2,17	71	1236	2,95
180	23	20	2055	2053	2,25	50	1554	2,97	12	2335	1,98	17	2789	2,70	71	1309	3,53
200	23	20	2055	2052	2,78	50	1602	3,56	12	2304	2,47	17	2835	3,28	71	1373	4,15
220	23	20	2055	2052	3,36	50	1645	4,20	12	2278	3,03	17	2877	3,91	71	1431	4,82
240	23	20	2055	2051	4,00	50	1681	4,89	12	2253	3,65	17	2915	4,59	71	1482	5,54
260	23	20	2055	2050	4,70	50	1714	5,63	12	2231	4,32	17	2948	5,33	71	1528	6,31
280	23	20	2055	2049	5,46	50	1742	6,42	12	2211	5,06	17	2978	6,12	71	1569	7,13
300	23	20	2055	2048	6,27	50	1768	7,26	12	2194	5,85	17	3005	6,96	71	1605	8,00
320	23	20	2055	2047	7,13	50	1790	8,16	12	2179	6,70	17	3029	7,86	71	1638	8,92
340	23	20	2055	2046	8,06	50	1810	9,11	12	2165	7,61	17	3051	8,81	71	1668	9,89
360	23	20	2055	2045	9,04	50	1828	10,12	12	2153	8,58	17	3071	9,82	71	1694	10,92
380	23	20	2055	2044	10,08	50	1843	11,18	12	2143	9,61	17	3088	10,88	71	1718	11,99
400	23	20	2055	2043	11,17	50	1857	12,29	12	2133	10,70	17	3104	11,99	71	1740	13,12
420	23	20	2055	2041	12,33	50	1869	13,47	12	2124	11,85	17	3117	13,17	71	1759	14,32
440	23	20	2055	2040	13,54	50	1880	14,70	12	2116	13,06	17	3129	14,40	71	1777	15,56
460	23	20	2055	2039	14,81	50	1890	15,98	12	2109	14,32	17	3141	15,68	71	1793	16,85
480	23	20	2055	2037	16,14	50	1898	17,33	12	2102	15,65	17	3149	17,03	71	1807	18,21
500	23	20	2055	2036	17,53	50	1906	18,72	12	2096	17,03	17	3159	18,42	71	1820	19,62
520	23	20	2055	2034	18,98	50	1913	20,19	12	2090	18,47	17	3166	19,89	71	1831	21,09
540	23	20	2055	2032	20,49	50	1919	21,71	12	2084	19,98	17	3172	21,41	71	1842	22,62
560	23	20	2055	2030	22,06	50	1924	23,29	12	2078	21,55	17	3177	22,99	71	1851	24,21

Vão Básico (m)	CONDIÇÃO 1					CONDIÇÃO 2			CONDIÇÃO 3			CONDIÇÃO 4			CONDIÇÃO 5		
	T (°C)	Carga de Ruptura (%)	Tração Axial (kgf)	Tração Horiz. (kgf)	Flecha (m)	T (°C)	Tração Horiz. (kgf)	Flecha (m)	T (°C)	Tração Horiz. (kgf)	Flecha (m)	T (°C)	Tração Horiz. (kgf)	Flecha (m)	T (°C)	Tração Horiz. (kgf)	Flecha (m)
580	23	20	2055	2029	23,68	50	1929	24,92	12	2074	23,17	17	3183	24,61	71	1860	25,84
600	23	20	2055	2027	25,37	50	1933	26,61	12	2069	24,85	17	3187	26,31	71	1868	27,55

Fonte: Elaborada pelo autor

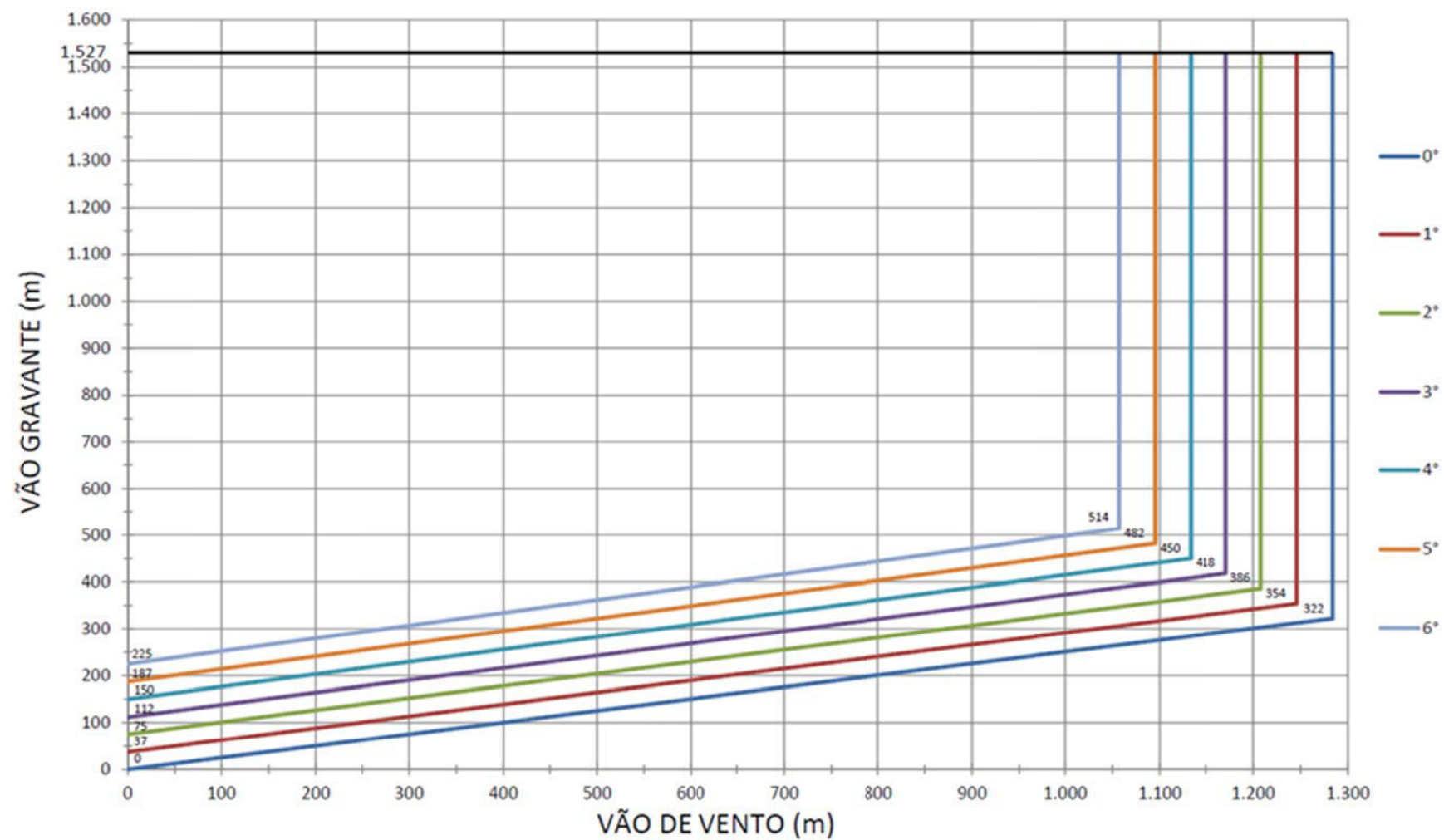
APÊNDICE C – CARTAS DE APLICAÇÃO PARA AS ESTRUTURAS

Figura 14 – Carta de aplicação da estrutura “A”



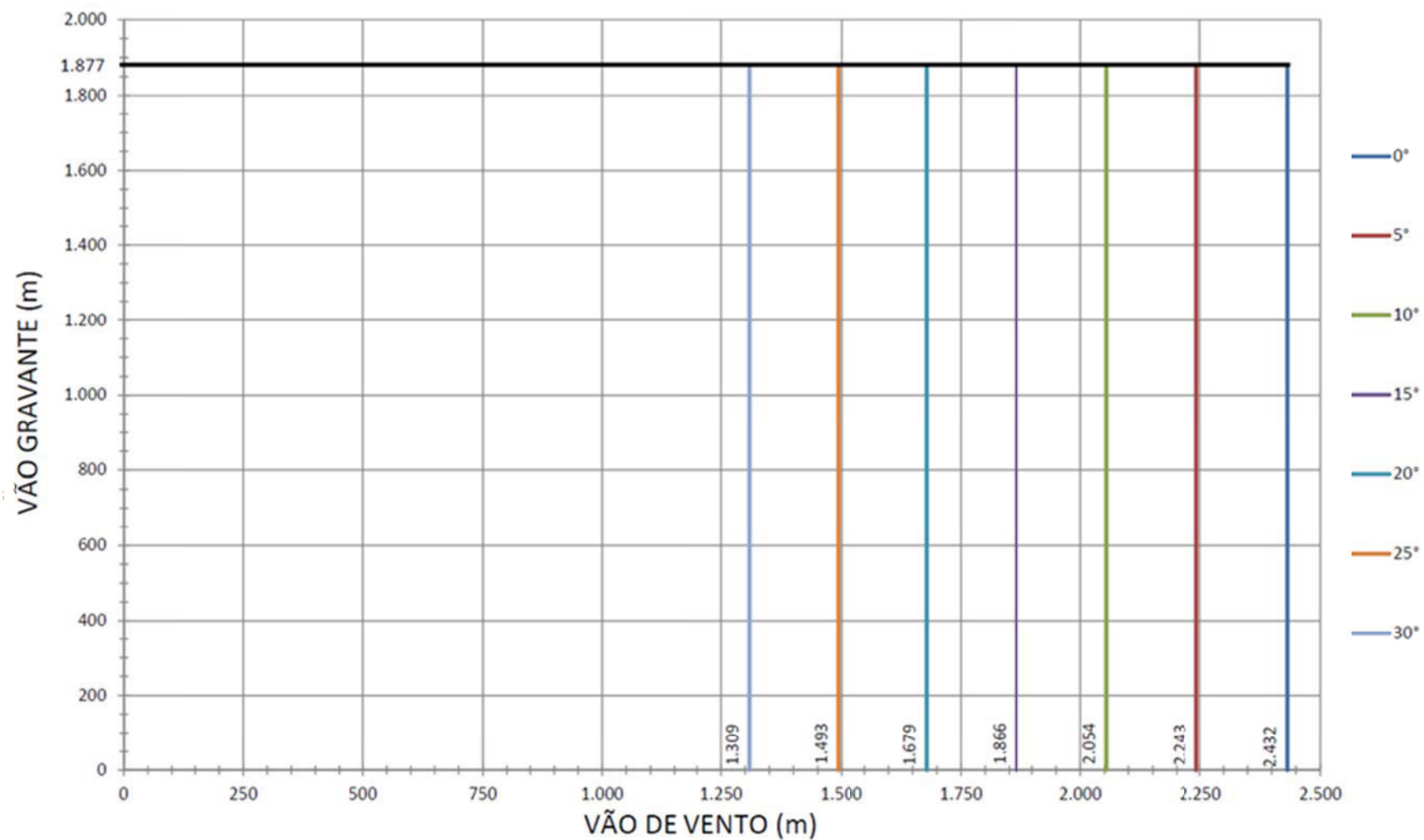
Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 15 – Carta de aplicação da estrutura “B”



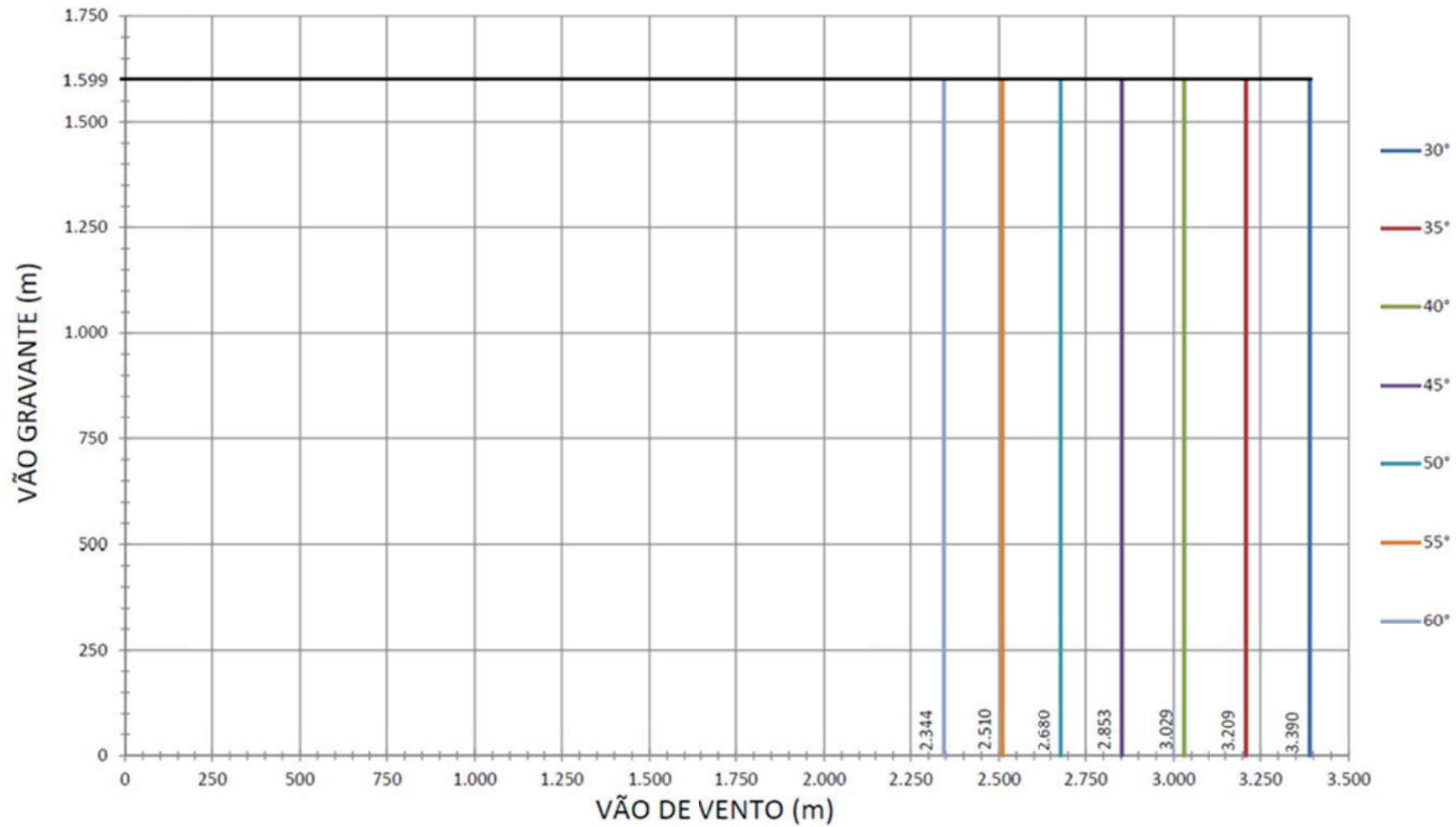
Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 16 – Carta de aplicação da estrutura “C”



Fonte: Elaborada pelo autor

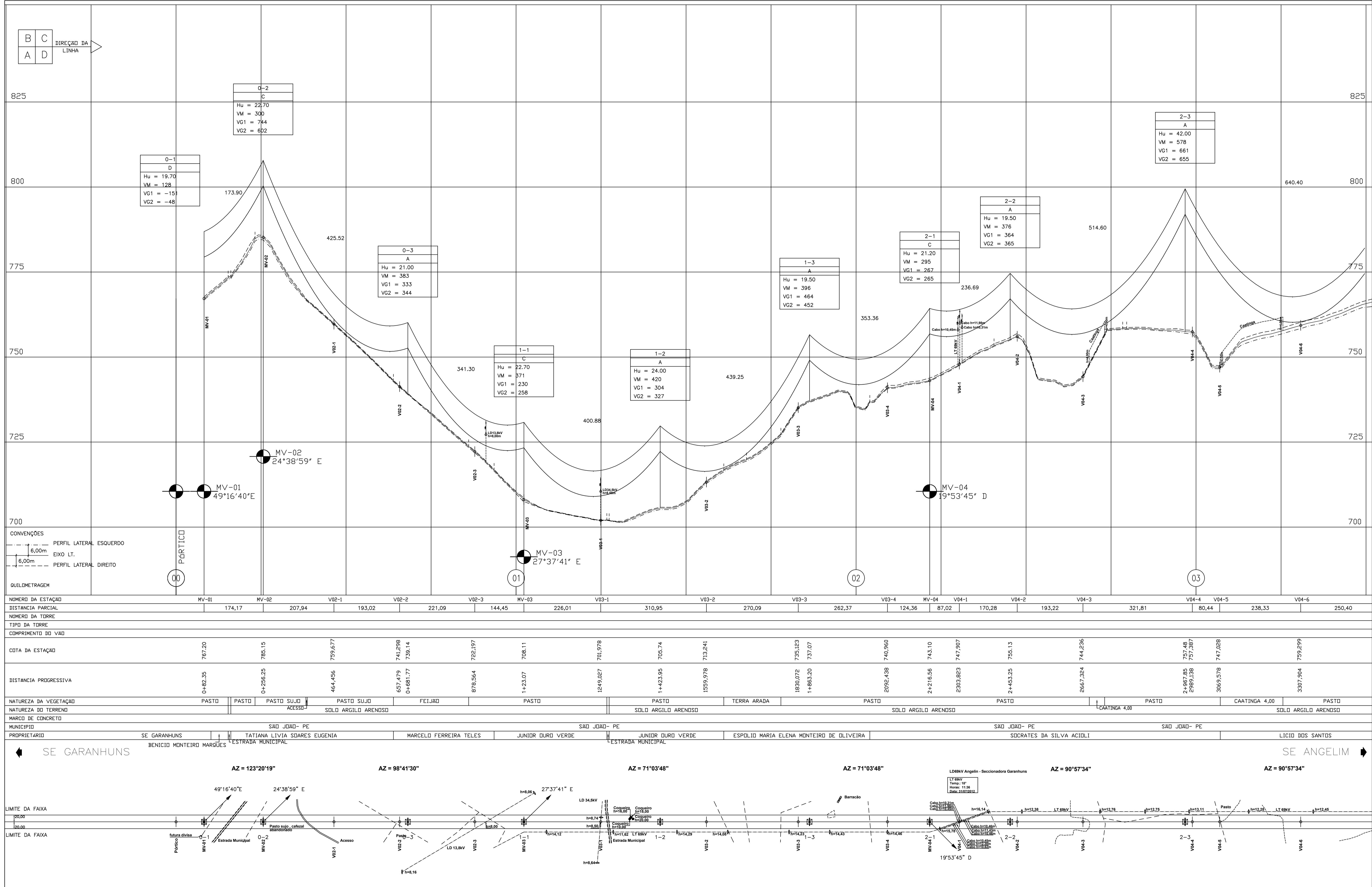
Figura 17 – Carta de aplicação da estrutura “D”



Fonte: Elaborada pelo autor

APÊNDICE D – PLOTAÇÃO FINAL DA LT 230 KV (TRECHO)

Figura 18 - Plantação final km 00 ao km 03



Fonte: Elaborado pelo autor

**APÊNDICE E – LISTA DE CONSTRUÇÃO REFRENTE AO TRECHO DE
PLOTAÇÃO FINAL DA LT 230 KV APRESENTADO NO APÊNDICE D**

Tabela 17 – Lista de construção referente ao trecho de plotação final apresentado no Apêndice D

LOCAÇÃO DAS ESTRUTURAS												ESTRUTURAS							FUNDAÇÕES		CONDUTOR, PÁRRAIOS E ACESSÓRIOS				ATERRAMENTO								
NÚMERO DAS ESTRUTURAS		COORDENADAS (PIQUETE CENTRAL) (SIRGAS 2000)			DISTÂNCIA PROGRESSIVA (km)	ÂNGULO DA LINHA	VÃO ENTRE ESTRUTURAS (m)	VÃO MÉDIO (m)	VÃO EQUIVALENTE (m)	VÃO DE PESO (Temperatura Mínima Final) (m)	VÃO DE PESO (Temperatura Máxima Final) (m)	TIPO	COTA DO PIQUETE CENTRAL (m)	ALTURA ÚTIL (m)	EXTENSÃO DE CORPO (m)	PERNAS/HASTE DA ÂNCORA (m)				ELEVÇÃO DA PERNA DE REFERÊNCIA	SOLO		PROJETO DE FUNDAÇÕES (PRELIMINAR A CONFIRMAR EM OBRA)	TIPO DE ARRANJO DE FERRAGENS			ESPAÇADOR / AMORTECEDOR DE VIBRAÇÃO						
LOCAÇÃO	OPERAÇÃO															E	N	FUSO	A		B	C		D			TIPO	NA	CONDU TOR	S/ A	PÁRRAIOS	S/ A	QUANT. POR VÃO
0-1		785701,00	9016803,00	24L	82,35	49,2778 E	173,90	128	173	-151,00	-48,00	D	767,20	19,7	0,0	1,5	1,5	1,5	1,5	0,69					3 x A120 + 3 x J120	A	1 x ADOT	A					
0-2		785846,00	9016707,00	24L	256,25	24,6497 E	425,52	300	389	744,00	602,00	C	785,15	22,7	0,0	4,5	4,5	6,0	4,5	1,09					3 x A120 + 3 x J120	A	1 x ADOT	A					
0-3		786266,62	9016642,63	24L	681,77		341,30	383	389	333,00	344,00	A	739,14	21,0	0,0	3,0	3,0	3,0	3,0	0,56					3 x I120	S	1 x SDOT	A					
1-1		786604,00	9016591,00	24L	1023,07	27,6281 E	400,88	371	402	230,00	258,00	C	708,11	22,7	0,0	4,5	4,5	4,5	4,5	0,65					3 x A120 + 3 x J120	A	1 x ADOT	A					
1-2		786983,22	9016720,99	24L	1423,95		439,25	420	402	304,00	327,00	A	705,74	24,0	0,0	6,0	6,0	6,0	6,0	0,50					3 x I120	S	1 x SDOT	A					
1-3		787398,73	9016863,42	24L	1863,20		353,36	396	402	464,00	452,00	A	737,07	19,5	0,0	1,5	1,5	1,5	1,5	0,74					3 x I120	S	1 x SDOT	A					
2-1		787733,00	9016978,00	24L	2216,56	19,8958 D	236,69	295	637	267,00	265,00	C	743,10	21,2	0,0	1,5	3,0	3,0	1,5	0,00					3 x A120 + 3 x J120	A	1 x ADOT	A					
2-2		787969,66	9016974,05	24L	2453,25		514,60	376	637	364,00	365,00	A	755,13	19,5	0,0	1,5	1,5	1,5	1,5	0,77					3 x I120	S	1 x SDOT	A					
2-3		788484,19	9016965,46	24L	2967,85		640,40	578	637	661,00	655,00	A	757,48	42,0	18,0	6,0	7,5	7,5	6,0	1,11					3 x I120	S	1 x SDOT	A					
3-1		789124,50	9016954,78	24L	3608,25		785,00	713	637	725,00	726,00	A	766,75	34,5	12,0	4,5	6,0	6,0	4,5	1,09					3 x I120	S	1 x SDOT	A					
4-1		789909,39	9016941,68	24L	4393,25		160,63	473	160	428,00	449,00	C	775,36	24,2	0,0	7,5	6,0	4,5	6,0	0,58					3 x A120 + 3 x J120	A	1 x ADOT	A					
4-2		790070,00	9016939,00	24L	4553,88	5,8017 D	376,58	269	693	394,00	368,00	C	780,36	22,7	0,0	4,5	4,5	4,5	4,5	0,75					3 x A120 + 3 x J120	A	1 x ADOT	A					
4-3		790443,96	9016894,66	24L	4930,46		843,79	610	693	599,00	601,00	A	761,82	24,0	0,0	6,0	4,5	6,0	7,5	0,57					3 x I120	S	1 x SDOT	A					

Fonte: Elaborado pelo autor