



**Universidade Politécnica
A POLITÉCNICA**

Instituto Superior de Gestão, Ciências e Tecnologias

Licenciatura em Engenharia Eléctrica

**Dimensionamento de uma Linha de Transmissão
Redundante de 110KV, com um Comprimento de 2km
para Alimentar a Subestação de Manhiça**

Discente: Queirós Canda Chihuho

Cod: 517346

Supervisor: Eng. José Bento Machiana

Maputo, Maio de 2025



**Universidade Politécnica
A POLITÉCNICA**

Instituto Superior de Gestão, Ciências e Tecnologias

Licenciatura em Engenharia Eléctrica

**Dimensionamento de uma Linha de Transmissão
Redundante de 110kV, com um Comprimento de 2km
para Alimentar a Subestação de Manhiça**

Monografia apresentada para a obtenção de grau de
Licenciatura em Engenharia Eléctrica na Universidade
Politécnica - Apolitécnica

Discente: Queirós Canda

Cod: 517346

Supervisor: Eng. José Bento Machiana

Maputo, Maio de 2025

Folha de Aprovação

Queirós Canda Chihuho

Dimensionamento de uma Linha de Transmissão Redundante de 110kV, com um Comprimento de 2km para Alimentar a Subestação de Manhiça.

Aprovado em _____/_____/_____

Membros de Júri

(Presidente)

(O Arguente)

(Supervisor)

Dedicatória

Dedico este trabalho em especial a minha amada avó Carlota Maningue, cujo empenho em me educar sempre veio em primeiro lugar. Aqui estão os resultados dos seus esforços. Com muita gratidão.

Agradecimentos

Começo por agradecer a toda a equipa do departamento de linhas e infraestrutura da EDM-DTSU, por todo o auxílio prestado ao longo do estágio e por me terem proporcionado uma fácil integração no departamento.

Ao Engenheiro José Bento Machiana por ter aceitado ser meu supervisor neste trabalho e pelo apoio prestado no decorrer do mesmo.

A minha esposa Joice Anfoso pelo apoio moral e por ter sempre estado do meu lado nos momentos difíceis.

Por fim, de uma forma geral à família e amigos que directa ou indirectamente me ajudaram a tornar este trabalho possível.

Declaração de honra

Eu José Bento Machiana, supervisor do trabalho de final de curso do estudante Queirós Canda Chihuho, com o tema dimensionamento de uma linha de transmissão redundante de 110kV, com um comprimento de 2km para alimentar a subestação de Manhiça, apreciei o trabalho, não tendo assinalado incorreções, pois foram observados os procedimentos metodológicos em vigor na Universidade Politécnica para obtenção do Grau de Licenciatura em Engenharia Eléctrica, por estes motivos considero o presente trabalho do candidato apto para ser submetido a avaliação e defesa pública perante o júri nomeado para o efeito.

Supervisor

Engº. José Bento Machiana,

Maputo, _____ de _____ de 2025

Resumo

O trabalho desenvolvido nesta monografia decorreu no âmbito de estágio, realizado na EDM – DTSU, no departamento de linhas e infraestrutura.

Esta monografia teve como objectivo diminuir uma linha de transmissão redundante de 110kV, com um comprimento de 2km para alimentar a subestação de manhiça.

Primeiramente, fez-se a descrição dos fundamentos das linhas de transmissão e dos métodos utilizados no dimensionamento dos materiais e equipamentos necessários para a construção da linha em causa. De seguida fez-se o dimensionamento dos materiais e equipamentos, tais como, condutores, cabos de guarda, apoios e isoladores. Finalmente, fez-se a elaboração do “Layout” de arranjo físico e simulações do funcionamento da linha para estudar o comportamento da mesma para diferentes cargas, recorrendo aos computacionais (autocad e Power World Simulator).

Palavras-Chave: Dimensionamento, Linha de Transmissão de 110kV, Estado mais desfavorável.

Abstract

The work developed in this monograph took place within the scope of an internship, carried out at EDM – DTSU, in the lines and infrastructure department.

This monograph aimed to reduce a redundant 110kV transmission line, with a length of 2km to supply the Manhiça substation.

Firstly, the fundamentals of the transmission lines and the methods used in sizing the materials and equipment necessary for the construction of the line in question were described. Materials and equipment were then sized, such as conductors, guard cables, supports and insulators. Finally, the “Layout” of the physical arrangement and simulations of the operation of the line were drawn up to study its behavior for different loads, using computers (autocad and Power World Simulator).

Keywords: Dimensioning, 110kV Transmission Line, Most unfavorable state.

Índice

pág

Folha de Aprovação	i
Dedicatória	ii
Agradecimentos	iii
Declaração de honra	iv
Resumo	v
Abstract	vi
1 Introdução	1
1.1 Delimitação do tema	1
1.2 Problema de investigação e hipóteses	1
1.2.1 Problema de investigação	1
1.2.2 Hipóteses	2
1.3 Objectivos	2
1.3.1 Objectivo geral	2
1.3.2 Objectivos específicos	2
1.4 Justificativa	2
2 Revisão da Literatura	4
2.1 Linhas de Transmissão	4
2.1.1 Construção de uma Linha de Transmissão	4
2.1.2 As etapas para a construção de uma LT são as seguintes:	5
2.1.3 Componentes de uma Linha de Transmissão	5
2.2 Cálculo eléctrico	15
2.2.1 Intensidade de corrente	15
2.2.2 Densidade de corrente	15
2.2.3 Resistência	15
2.2.4 Indutância	16
2.2.5 Reactância	16
2.2.6 Capacidade	17
2.2.7 Impedância	17
2.2.8 Queda de tensão	17
2.2.9 Perda de energia	18
2.2.10 Potência máxima da linha	18
2.3 Cálculo mecânico	19
2.3.1 Tensão Mecânica aplicada sobre os Cabos	19
2.3.2 Estados atmosféricos e coeficientes de sobrecarga	20
2.3.3 Equação dos estados	22
2.3.4 Determinação da tensão de montagem	23
2.3.5 Parâmetro da catenária e flecha	25

2.3.6	Vãos de nível	26
2.3.7	Determinação da resistência mecânica dos apoios	27
2.4	Distâncias Regulamentares	31
2.4.1	Distância dos condutores ao solo	31
2.4.2	Distância dos condutores as árvores	32
2.4.3	Distância dos condutores aos edifícios	32
2.4.4	Distância dos condutores a obstáculos diversos	32
2.4.5	Distância entre os condutores	32
2.4.6	Distância entre os condutores e os cabos de guarda	33
2.4.7	Distância entre os condutores e os apoios	33
3	Metodologia	34
3.1	Classificação da Pesquisa	34
3.1.1	Quanto aos procedimentos	34
3.1.2	Quanto aos objectivos	34
3.1.3	Quanto à natureza	35
3.1.4	Método usados para elaboração deste trabalho	35
4	Resultados	36
4.1	Cálculo Eléctrico	36
4.1.1	Intensidade da corrente de serviço	36
4.1.2	Densidade da Corrente	36
4.1.3	Resistência eléctrica	36
4.1.4	Cálculo de indutância da linha	37
4.1.5	Reactância indutiva	38
4.1.6	Capacitância	38
4.1.7	Impedância	38
4.1.8	Queda de tensão	39
4.1.9	Perdas de energia	39
4.1.10	Potência máxima	40
4.2	Determinação de características de Isoladores	40
4.2.1	Linha de fuga necessária	40
4.2.2	Quantidade total dos isoladores na cadeia	40
4.3	Cálculo Mecânico dos Condutores	41
4.3.1	Determinação da tensão máxima de ruptura	41
4.3.2	Cálculo do coeficiente de sobrecarga	41
4.3.3	Vão crítico	42
4.3.4	Definição do vão	42
4.3.5	Estado atmosférico mais desfavorável ou pior estado atmosférico	43
4.3.6	Cálculo da tensão de montagem	43
4.3.7	Cálculo do parâmetro da catenária	43
4.3.8	Cálculo da flecha máxima	44
4.4	Cálculo mecânico dos cabos de guarda	44
4.4.1	Determinação da tensão máxima de ruptura de cabo de guarda	44
4.4.2	Cálculo do coeficiente de sobrecarga	45
4.4.3	Vão crítico do cabo de guarda	46
4.4.4	Estado atmosférico mais desfavorável ou pior estado atmosférico	46
4.4.5	Cálculo da tensão de montagem	46
4.4.6	Cálculo do parâmetro da catenária cabo de guarda	47

4.4.7	Cálculo da flecha máxima	47
4.5	Dimensionamento dos Apoios	48
4.5.1	Apoios de alinhamento	48
4.5.2	Apoios de fim de linha	50
4.5.3	Distância dos condutores ao solo	52
4.5.4	Distância dos condutores as árvores	52
4.5.5	Distância dos condutores aos edifícios	52
4.5.6	Distância dos condutores a obstáculos diversos	52
4.5.7	Distância entre os condutores	52
4.5.8	Distância entre os condutores nus e os cabos de guarda	52
4.5.9	Distância entre os condutores e os apoios	52
4.6	Simulação	53
5	Discussão dos Resultados	54
5.1	Discussão de Cálculo Eléctrico	54
5.2	Discussão do Cálculo Mecânico	54
5.2.1	Para condutores	55
5.2.2	Cabos de guarda	55
5.2.3	Apoios	55
5.2.4	Características de isoladores da linha em causa	56
5.2.5	Simulações	56
6	Conclusões	57
6.1	Recomendações Para Trabalhos Futuros	57
	Referências bibliográficas	59
	Anexos A e B	60

Lista de Figuras

2.1	Principais elementos de uma linhas de transmissão.	4
2.2	Funções dos apoios: a) Apoio de alinhamento; b) Apoio de ângulo; c) Apoio de reforço de alinhamento; d) Apoio de fim de linha; e) Apoio de derivação em alinhamento; f) Apoio de derivação em ângulo.	7
2.3	Constituição de um condutor ACSR	9
2.4	Cabo de guarda OPGW	10
2.5	Cadeia de Suspensão	11
2.6	Cadeia de Amarração	12
2.7	Exemplos de falhas nos isoladores: a) Condutividade da massa do isolador; b) Perfuração da massa do isolador; c) Condutividade superficial; d) Descarga disruptiva e contor-namento	13
2.8	Detalhes de montagem de cadeia de isoladores de suspensão à estrutura	14
2.9	Detalhes da montagem da cadeia de ancoragem amarração	14
2.10	Árvore de decisão que permite determinar qual o estado mais desfavorável	24
2.11	Representação da curva da parábola e da catenária	26
2.12	Vão de Nível	26
4.1	Simulação da linha a meia carga	53
4.2	Simulação da linha a plena carga	53

Lista de Tabelas

2.1	Tipo de material dos apoios a usar em função do nível de tensão.	6
2.2	A distância entre dois apoios consecutivos depende do nível de tensão.	8
2.3	Comprimento de linha de fuga em função dos níveis de poluição	12
2.4	Coefficiente de forma para os condutores e cabos de guarda	21
2.5	Pressão dinâmica do vento (q em daPa) consoante a altura acima do solo	21
2.6	Pressão dinâmica do vento em alturas acima de 600 m em relação ao nível do mar . .	22
2.7	Valores de temperatura [$^{\circ}C$] em função dos estados atmosférico	22
4.1	Características do condutor ACSR LYNX	41
4.2	Características do condutor ACSR GUINEA	45

Capítulo 1

Introdução

1. Introdução

Actualmente, a energia eléctrica é de extrema importância para o desenvolvimento sócio-económico de todos os países do mundo. Um dos princípios fundamentais da natureza diz-que a energia não pode ser criada e nem destruída mas sim transformada de um tipo para o outro. Existem diferentes tipos de energia mas a vantagem principal de energia eléctrica é que é fácil transportar de um ponto para o outro. Geralmente, os centros de produção são distantes dos centros de carga, por isso, há necessidade de transportar de um sítio para o outro. Neste trabalho será dimensionada uma linha de transmissão de energia eléctrica, a partir de uma linha de 110kv que passa pelas proximidades da subestação Eléctrica (SE) da Manhiça. Esta SE é alimentada a partir da SE Muhalaze por uma linha de 66kv (DL5) construída em 1975, Ultimamente, esta linha tem apresentado sérios riscos relativamente ao nível de segurança devido a redução da vida útil dos seus componentes, pelo facto desta ser antiga.

1.1 Delimitação do tema

O projecto tem como finalidade, dimensionar uma linha de transmissão redundante de 110 kV, com um comprimento de 2Km para alimentar a subestação de Manhiça. Visto que o trabalho é uma pesquisa exploratória, não haverá necessidade de ir ao terreno. O trabalho será feito em Maputo, entre os meses de Junho a Setembro de 2024.

1.2 Problema de investigação e hipóteses

1.2.1 Problema de investigação

Segundo Marconi & Lakatos (2017), para ser considerado apropriado, o problema deve ser analisado sobre os seguintes aspectos de valoração: viabilidade, relevância, novidade, exequibilidade e oportunidade.

A Subestação Eléctrica (SE) de Manhiça é alimentada por uma linha de 66kv (DL5), que foi construída em 1975 e segundo a EDM- Direcção de Operação de Sistema, a primeira configuração partia da SE Infulene para SE Manhiça, entretanto, com o surgimento da SE Muhalaze, a sua alimentação

passou a ser a partir da mesma, e tinha como objectivo fornecer energia de qualidade aos clientes. Passado anos foi-se registando alguns problemas na linha pelo facto desta ser antiga e actualmente encontra-se no estado obsoleto e acaba criando muitas interrupções no fornecimento de energia devido aos disparos excessivos que tem-se verificado ultimamente.

Deste modo, os disparos têm acontecido de forma recorrente e vem violando alguns requisitos fundamentais de um sistema de potência que é o fornecimento contínuo de energia. Por conta destes disparos vem somando prejuízos aos clientes assim como na facturação da empresa. E para além, de alimentar os residentes, centros comerciais e hospitais, a Subestação de Manhiça alimenta também a Açucareira de Marragra, Munguim e Palmeira. Segundo os relatórios da Divisão de Transporte Sul, o elevado índice de interrupções no fornecimento de energia eléctrica diminui o desempenho da rede nacional de transmissão. Com o pressuposto surge a necessidade de dimensionar uma linha redundante com propósito de transmitir energia eléctrica de qualidade com o mínimo de interrupções possíveis, e que vai permitir uma manutenção correctiva da linha DL5 sem afectar o cliente.

1.2.2 Hipóteses

H0: A construção de uma Linha de Redundante para alimentar a SE Manhiça irá garantir o fornecimento contínuo de energia.

H1: A construção de uma Linha de Redundante para alimentar a SE Manhiça não irá garantir o fornecimento contínuo de energia.

1.3 Objectivos

1.3.1 Objectivo geral

Dimensionar uma linha de transmissão redundante de 110KV com 2Km de comprimento para alimentar a SE Manhiça.

1.3.2 Objectivos específicos

- Identificar os princípios básicos de construção de linhas aéreas de alta tensão;
- Determinar os materiais e equipamentos necessários para construção de uma linha de transmissão de 110 KV;
- Fazer a Simulação do funcionamento da mesma usando o Software Power World Simulater (PWS), de modo a avaliar o fluxo de potência.

1.4 Justificativa

De acordo com Marconi & Lakatos (2017), é a parte do trabalho que apresenta respostas à questão do porquê da realização da pesquisa. É de suma importância para conseguir financiamento para a pesquisa e para demonstrar a relevância da mesma.

O projecto de construção de uma linha redundante para SE Manhiça, é de extrema importância pois para além garantir o fornecimento contínuo energia, irá dar espaço para para a reabilitação da linha DL5 assim evitando interrupções de fornecimento para os consumidores.

De ponto vista económico este projecto irá beneficiar agentes económicos pois a maior parte de empresas precisam de energia para o seu funcionamento; do ponto de vista social também é muito relevante pois os serviços tais como hospitalares, escolares, etc, precisam de energia para garantir serviços de qualidade; De ponto de vista pessoal este projecto irá possibilitar uma melhor compreensão no que tange ao dimensionamento de linhas de transmissão.

Capítulo 2

Revisão da Literatura

2.1 Linhas de Transmissão

As linhas de transmissão são essenciais para o transporte de grandes blocos de energia, por grandes distâncias, de forma técnica e economicamente viável. De acordo com a narrativa histórica, as linhas de transmissão longas e de alta tensão foram usadas para transportar a energia gerada em usinas hidroelétricas distantes dos centros de consumo. Atualmente, com a utilização crescente do sistema interligado, cada vez mais é importante a existência de uma rede de transmissão que garanta a qualidade de transporte e suprimento de energia (Moura, A., et. al., 2019).

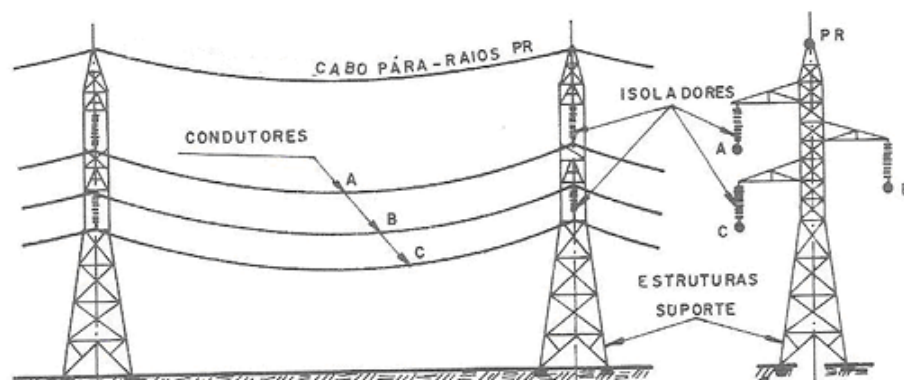


Figura 2.1: Principais elementos de uma linhas de transmissão.

(Labegalini., et. al.,1992)

2.1.1 Construção de uma Linha de Transmissão

A elaboração dos documentos básicos para a implantação de uma linha transmissão requer detalhado levantamento de campo, a fim de propiciar o conhecimento do meio físico, dos componentes vivos do meio ambiente e resultante da intervenção humana, por onde vai passar a linha transmissão . Também é necessário levantar dados históricos, meteorológicos e geotécnicos da região para escolher a melhor alternativa a ser implantada (Moura, A., et. al., 2019).

2.1.2 As etapas para a construção de uma LT são as seguintes:

1. Escolher diretrizes para o melhor traçado e redução do custo da LT:
 - Definir a menor extensão total possível (isso pode não ser possível, pois existem as áreas de proteção e a faixa de servidão deve ser afastada de aldeias), reduzindo assim a quantidade de torres, de materiais e serviços associados à construção da LT;
 - Evitar deflexões fortes, pois quanto mais agudos os ângulos entre duas estruturas, maiores os esforços nas torres e fundações, obrigando assim a instalação de ancoragens mais robustas e dispendiosas do ponto de vista econômico;
 - Escolher relevos favoráveis à alocação das estruturas, evitando a utilização de torres com alturas elevadas ou vãos de comprimento reduzido;
 - Escolher solos apropriados à execução de fundações normais;
 - Evitar as travessias no percurso da LT (rodovias, rios, outra LT, ferrovias);
 - Se possível, manter o paralelismo da faixa de servidão com linhas de transmissão já construídas no local;
 - Se possível, implantar o corredor da linha em locais próximos a meios de transporte para facilitar o apoio logístico, a chegada de materiais, equipamentos e o acesso dos trabalhadores aos canteiros de obra;
2. Fazer o levantamento topográfico, elaborar os desenhos de planta e perfil e estimar as coordenadas do traçado dentro do corredor da LT com os futuros pontos de deflexão do trecho;
3. Elaboração do projecto básico:
 - Normas técnicas utilizadas;
 - Dados climatológicos, velocidades do vento e carregamentos devido ao vento;
 - Documentação técnica das estruturas existentes;
 - Estudo das travessias;
 - Diretrizes selecionadas;
 - Sistema de proteção contra vibrações eólicas;
 - Condutores e cabos guardas;
 - Estudo mecânico de condutores e cabos de guarda;
 - Isoladores e ferragens;
 - Torres de transmissão e hipóteses de carregamento;
 - Distâncias de segurança para alocação das estruturas;
 - Projeto eléctrico da linhas de transmissão.

2.1.3 Componentes de uma Linha de Transmissão

O desempenho eléctrico das linhas está directamente relacionada com as características dos seus componentes, como também da sua configuração geométrica. Temos de um lado, a suportabilidade eléctrica da sua estrutura isolante seu desempenho técnico e do outro lado a capacidade de suportar as solicitações mecânicas a que são submetidas, que devem ser consideradas concomitantemente. Os principais componentes de uma linha de transmissão são: **apoios, condutores, cabos de guarda, isoladores e ferragens & acessórios.**

- **Apoios**

Os apoios, enquanto elemento de uma linha aérea, têm como função suportar os cabos condutores, os cabos de guarda, os isoladores e acessórios.

O seu correto dimensionamento permite que a distância dos condutores a outros elementos (cabos de guarda, elementos arquitetónicos, própria estrutura do apoio) seja necessária para que não existam contactos entre os diversos elementos, mantendo os valores mínimos de distância a obstáculos previstos no RSLEAT. Ao mesmo tempo esse dimensionamento deve garantir a estabilidade do apoio face a condições climáticas adversas, nomeadamente o vento. São utilizadas estruturas em concreto, metálicas e de madeira. (Moura, A., et. al., 2019).

Famílias de apoios

Os apoios são escolhidos, tendo em conta diversos factores entre eles:

- Esforço mecânico necessário;
- Distância da linha ao solo;
- Configuração da linha (simples ou dupla);
- Tensão nominal.

Tipo de material dos apoios versus nível de tensão

O tipo de material das estruturas de suporte a usar depende fundamentalmente do nível de tensão, destacando-se:

Tabela 2.1: Tipo de material dos apoios a usar em função do nível de tensão.

Material	Nível de tensão
Apoios de Madeira	Para baixa e media tensão (até 15 KV)
Apoios de betão	Para baixa e média tensão/alta tensão (até 60KV)
Apoios metálicos:	Para altas e muito altas tensões (60KV, 110KV, 220KV ,400KV)

(Glover, J., et. al., n.d.)

Aplicação dos apoios nas linhas

Os apoios estão sujeitos a diversos esforços podendo ser longitudinais, transversais e verticais.

- Os esforços longitudinais são devidos às tensões exercidas pelos condutores e cabo(s) de guarda quando dois vãos adjacentes não estão à mesma distância. Uma situação em que também estão presentes esforços longitudinais é numa situação de fim de linha, pois todo ou grande parte do esforço transmitido ao apoio é apenas de um lado;
- Os esforços transversais são imputados à força que o vento exerce nos condutores, sendo máximos quando o vento incide de forma perpendicular aos condutores, bem como a força exercida pelos condutores quando estes formam um ângulo com o apoio;
- Os esforços verticais estão associados ao peso dos condutores e acessórios.

Tendo em conta os diferentes tipos de esforços imputados a um apoio, de acordo que o RSLEAT, existem diferentes tipos de apoios, quanto à sua função, representando-se as forças em jogo na Figura 2.2

- **Apoio de Alinhamento** - Apoio disposto em troços retilíneos da linha, sem existência de ângulos ou derivações;
- **Apoio de ângulo** - Apoio colocado onde a linha perfaz uma mudança de direção, perfazendo um ângulo;
- **Apoio de derivação** - Apoio onde se estabelecem uma ou mais derivações de linha;
- **Apoio de fim de linha** - apoio capaz de suportar todo o esforço total dos condutores e cabos de guarda de um só lado da linha. Normalmente colocados no início e fim da linha;
- **Apoio de reforço** - Apoio que suporta esforços capaz de reduzir as consequências negativas em caso de rutura de um condutor ou cabos de guarda;
- **Apoio de travessia ou de cruzamento** - Apoio que limita um vão de travessia ou de cruzamentos .

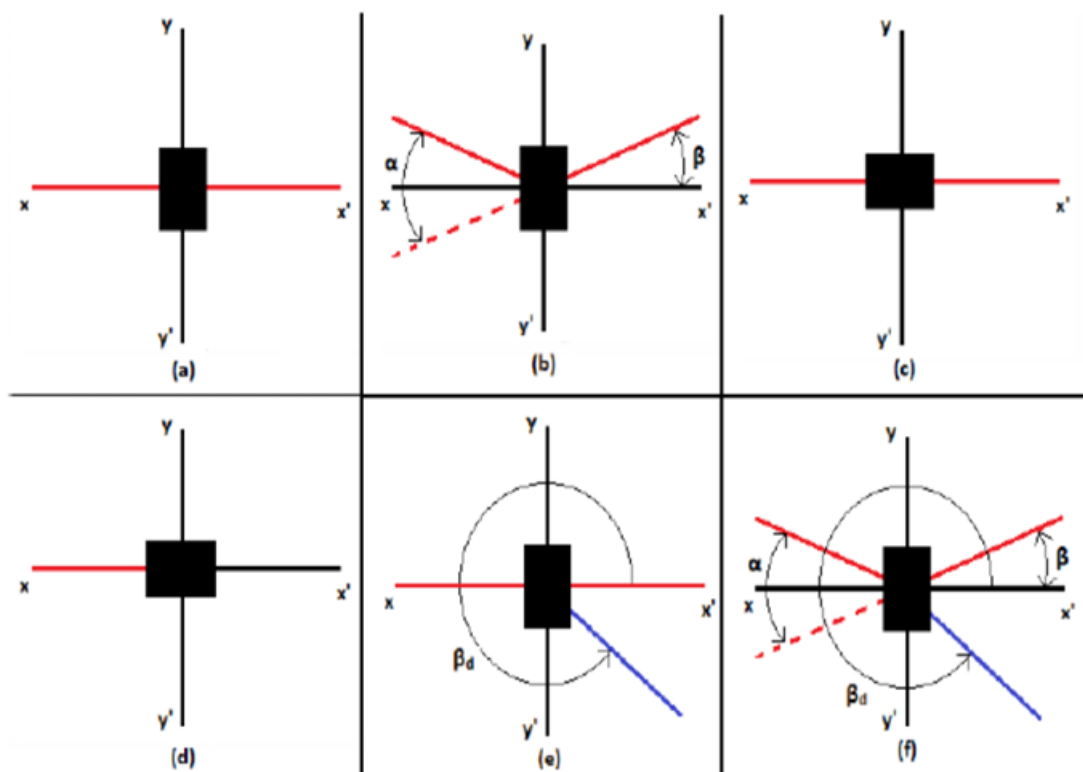


Figura 2.2: Funções dos apoios: a) Apoio de alinhamento; b) Apoio de ângulo; c) Apoio de reforço de alinhamento; d) Apoio de fim de linha; e) Apoio de derivação em alinhamento; f) Apoio de derivação em ângulo.

(TEIXEIRA,2017)

A distância entre dois apoios consecutivos depende do nível de tensão. A tabela 2.2 mostra casos típicos:

Tabela 2.2: A distância entre dois apoios consecutivos depende do nível de tensão.

Nível de Tensão [KV]	Distância entre apoios consecutivos [m]
15	80-120
30	100-200
60	220-250
110	250-280
220	300-320

(Glover, J., et. al., n.d.)

• Condutores

Actualmente a maioria das linhas aéreas usa condutores de alumínio. Embora esta opção signifique maiores secções que as de cobre para um mesmo nível de perdas, o alumínio tem menor custo e menor peso. Também, o alumínio é mais abundante que o cobre. Os condutores das linhas são em geral condutores constituídos por mais de um fio. Existem os seguintes tipos principais de condutores em termos da composição de fios (Glover, J., et. al., n.d.)

1. Condutores só de alumínio AAC- "All Aluminum Conductors";
2. Condutores com ligas de alumínio AAAC- "Aluminum alloy conductors";
3. Condutores de alumínio com reforço de aço (Al/Aço) ou ACSR-"Alluminum conductor steel reinforced";
4. Condutores de alumínio reforçado com ligas de alumínio ACAR-"Alluminum conductor Alloy reinforced".

Os condutores do tipo ACSR, apresentado na Figura 2.3, são condutores cableados concêntricos, compostos por várias camadas de fios de alumínio possuindo um núcleo (também designado por alma) de aço galvanizado de alta resistência, conferindo-lhe uma maior resistência mecânica. Este condutor pode apresentar diversas combinações, variando a quantidade de fios de alumínio vs. fios de aço, alterando a capacidade de transmissão de Energia em detrimento da resistência mecânica e vice-versa.

A distância entre os condutores de fase depende do nível de tensão. A tabela 2.3 apresenta a faixa de variação da distância entre condutores em função do nível de tensão.

Nível de Tensão [KV]	Distância entre condutores [m]
30	1,5-2,0
30-60	2,0-3,0
110	3,0-5,0
220	6,0-7,0
220-400	12,0-15,0

(Glover, J., et. al., n.d.)

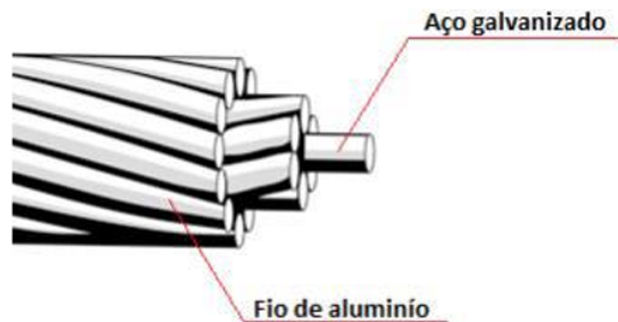


Figura 2.3: Constituição de um condutor ACSR

(TEIXEIRA, 2017)

- **Cabos de Guarda**

Todos os circuitos elétricos estão suscetíveis a serem danificados por descargas atmosféricas, tendo estes de estar providos de equipamentos capazes de os proteger contra este fenómeno. As linhas aéreas de energia não são exceção e a probabilidade de estas serem atingidas por descargas será provavelmente a maior, uma vez que estas na sua maior parte encontram-se situadas em áreas com elevadas densidades de descargas atmosféricas. Para evitar que estas sejam danificadas e, conseqüentemente, que não haja interrupção no fornecimento de energia, são implementados os chamados cabos de guarda em linhas aéreas de AT.

Os cabos de guarda são estabelecidos na extremidade superior dos apoios, e estão interligados com o circuito de proteção, constituído pelo mesmo material dos cabos condutores. A sua secção nominal é dimensionada para que a sua temperatura não ultrapasse um determinado valor, durante um período de tempo quando percorrida por uma corrente de curto-circuito, garantindo assim capacidade de escoamento da descarga para a terra.

Além de garantirem a segurança das linhas aéreas, estes cabos também podem ser utilizados para efeitos de telecomunicações e telecomando, como por exemplo realizar comunicações de dados com subestações ou qualquer estação automatizada, sendo para isso necessário que no seu interior sejam incorporados vários condutores de fibra ótica. Nas linhas aéreas de transmissão são utilizados dois tipos de cabo de guarda: o Optical Power Ground Wire (OPGW) e o ACSR.

Quando, para além da proteção contra descargas eléctricas, é necessário estabelecer uma linha de telecomunicação ao longo da linha usa-se o OPGW, que se trata de um cabo constituído por um núcleo dieléctrico com fibras óticas inseridas, um tubo para protegê-las mecanicamente e uma armação formada por fios condutores (TEIXEIRA, 2017).



Figura 2.4: Cabo de guarda OPGW

(TEIXEIRA, 2017)

• Isoladores

Os isoladores têm como função isolar os condutores dos apoios aos quais se encontram ligados, evitando assim a passagem de corrente elétrica do condutor para o apoio e, ao mesmo tempo, estes suportam mecanicamente os condutores.

A escolha dos isoladores é feita de acordo com o nível de poluição do ambiente onde a linha aérea é projetada, tendo em conta que este parâmetro agrava a possibilidade da ocorrência de um contornamento elétrico do isolador. Sendo assim, é importante tomar maior precaução ao realizar o seu dimensionamento.

O material com o qual o corpo isolante do isolador é fabricado pode ser de porcelana, vidro, resina ou compósito, sendo que ao longo dos anos, a escolha residiu nos isoladores de porcelana, devido às boas propriedades isolantes que apresenta. No entanto, o seu fabrico é muito dispendioso, o que levou, a que nos últimos anos, houvesse uma crescente utilização dos isoladores de vidro, uma vez que estes foram progredindo tecnologicamente, possuindo, atualmente, materiais com melhores características de isolamento e maior robustez. Deste modo, conseguiu-se obter uma resposta satisfatória às exigências do serviço, com uma redução de custos.

Tipos de isoladores

Os isoladores podem ser do tipo rígido ou de cadeia.

- **Isoladores tipo rígido** constituído por componentes isolantes e metálicas e pelo material ligante que as justapõe, destinado a ser fixado rigidamente s estruturas de apoio. Este tipo têm caído em desuso, porque, embora sejam mais favoráveis economicamente, são muito frágeis e de difícil montagem, tornando-se inviáveis para serem utilizados em linhas aéreas de AT. Outro motivo que levou ao seu desuso diz respeito à necessidade de uma troca completa do isolador, aquando da ocorrência de um defeito no seu isolamento, o que não acontece no caso das cadeias de isoladores, uma vez que estas são constituídas por vários isoladores emparelhadas entre si, sendo assim apenas necessário substituir o isolador que apresenta o defeito;
- **cadeias de isoladores** são constituídas, para além dos vários isoladores, emparelhados entre si, por componentes metálicos e também pelo material ligante que une os isoladores. Em adição, estas podem estar providas, em ambos os extremos da cadeia, ou apenas num,

por hastes de descarga, que têm o objetivo de proteger o condutor e a respectiva cadeia de isoladores dos efeitos nocivos provocados pelos arcos de contornamento resultantes das sobretensões atmosféricas.

Os isoladores devem de ser dimensionados, de forma a garantir que estes consigam resistir aos esforços mecânicos que neles atuam, nomeadamente, a ação do vento sobre eles e os esforços transmitidos pelos condutores, como o peso próprio dos mesmos, resultante da ação do vento e tensão mecânica de tração.

A disposição de cadeias de isoladores, a serem utilizadas numa linha aérea de AT, podem ser de dois tipos: **cadeias de suspensão e cadeias de amarração**, estando a escolha destas dependente da função do apoio que será utilizado.

- **Cadeias de suspensão** os isoladores encontram-se emparelhados verticalmente, paralelos ao apoio e, na sua extremidade superior é realizada a ligação ao braço do apoio, sendo na outra colocado em suspensão o condutor. São utilizadas em apoios de alinhamento, onde existe suspensão de linhas, e têm a vantagem de só requererem uma cadeia por condutor. No entanto, uma vez que estas se encontram suspensas, estão propícias a oscilações, provocadas por ventos fortes, podendo assim fazer com que entrem em contato com o apoio, colocando em perigo o funcionamento da linha, sendo assim necessário analisar com cuidado, o desvio transversal a que estas poderão estar sujeitas, respeitando sempre os valores regulados no RSLEAT.

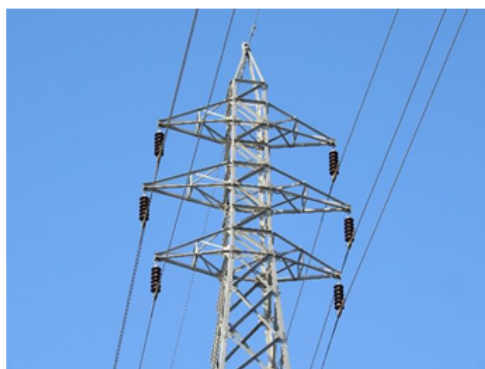


Figura 2.5: Cadeia de Suspensão

(Teixeira, 2017)

- **Cadeias de amarração** são dispostas praticamente na horizontal, sendo uma vantagem em comparação com as de suspensão, uma vez que nessa posição a oscilação provocada por ventos fortes será praticamente nula. Estas cadeias são utilizadas quando os apoios estão sujeitos a esforços elevados, como por exemplo, quando existem mudanças de direção da linha, ou em travessias que necessitem de vãos de elevado comprimento. Estão normalmente associadas a apoios de ângulo, fim de linha e apoios de alinhamento, ou de reforço, em amarração. A grande desvantagem deste tipo de cadeias, em comparação com as de suspensão, reside no fato de ser necessário instalar-se o dobro das cadeias de amarração, uma em cada lado do apoio, como se pode verificar na Figura abaixo.

Para se minimizar ao máximo a ocorrência de um contornamento elétrico é necessária uma escolha perfeita do isolador, devendo-se assim classificar a zona onde a linha será projetada



Figura 2.6: Cadeia de Amarração

(Teixeira, 2017)

quanto ao nível de poluição. Na Tabela 2.3, encontram-se representados os valores da linha de fuga em função do nível de poluição.

Tabela 2.3: Comprimento de linha de fuga em função dos níveis de poluição

Nível de poluição	Linha de fuga específica [mm/Kv]
Fraca	16
Média	20
Forte	25
Muito forte	31,5

(RSLEAT - 1993)

1. *Linha de fuga necessária:*

A linha de fuga, I_f , necessária será dada por:

$$I_f = I_{fe} \times U \text{ [mm]} \quad (2.1)$$

Onde:

I_{fe} – Linha de fuga nominal específica mínima [mm/kV];

U – Tensão composta [kV].

2. *Escolha dos isoladores em função da linha de fuga:*

No caso dos isoladores rígidos a seleção deverá observar o comprimento da linha de fuga do isolador em comparação com o valor da linha de fuga necessária, em função da tensão nominal e do nível de poluição local.

Sabendo qual a linha de fuga necessária podemos determinar quantas capanulas serão

necessários para formar uma cadeia de isoladores usando a seguinte fórmula:

$$N^{\circ} \text{ de Isoladores} = \frac{I_f}{\text{linha de fuga da saia}} \quad (2.2)$$

Quando os isoladores não são devidamente dimensionados, existe uma grande probabilidade de ocorrerem os seguintes fenómenos, que fazem com que os isoladores falhem na sua função de não permitir a passagem de corrente dos condutores aos apoios: (Ramirres 2008)

- **Condutividade da massa do isolador** - ocorre passagem de corrente elétrica entre a massa do isolador e o apoio. Com os tipos de materiais usados, atualmente, no fabrico dos isoladores pode-se desprezar este fenómeno, uma vez que o valor da corrente é insignificante.
- **Perfuração da massa do isolador** - resulta da presença de impurezas no seio da massa do isolador. Este incidente é grave, uma vez que o valor da corrente que circula já não é desprezável e possui uma probabilidade crescente de ocorrência à medida que aumenta o nível de tensão.
- **Condutividade superficial** - a ocorrência deste fenómeno deve-se à acumulação de poeiras, humidade e sais salinos (no caso da linha se encontrar próxima ao litoral), na superfície dos isoladores. É possível minimizar o seu impacto procedendo-se ao ajuste da forma e dimensão dos isoladores de maneira a alongar a linha de fuga, aumentando-se o número de saias, ou proceder a uma lavagem do isolador, por manutenção ou precipitação.
- **Descarga disruptiva e contornamento** - cria-se um arco elétrico entre o condutor e as partes metálicas dos suportes, devido a situações, em que a rigidez dielétrica do ar não é suficiente para o evitar. Com um certo afastamento entre condutores e apoios torna-se possível evitar este fenómeno.

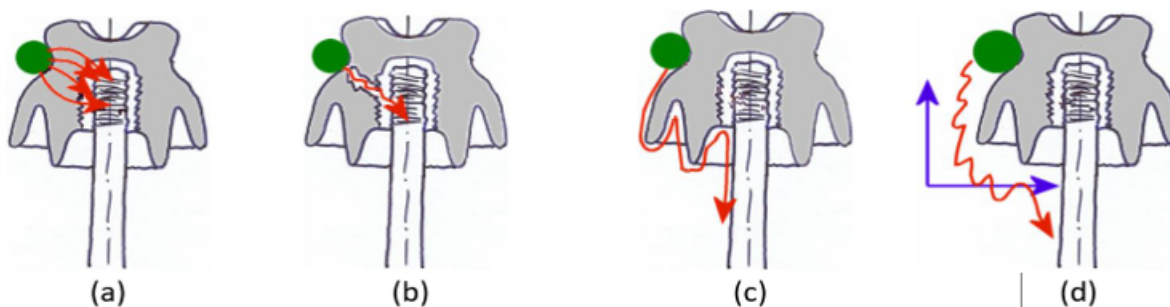


Figura 2.7: Exemplos de falhas nos isoladores: a) Condutividade da massa do isolador; b) Perfuração da massa do isolador; c) Condutividade superficial; d) Descarga disruptiva e contornamento

(Teixeira, 2017)

• Ferragens e Acessórios

As cadeias de isoladores são completadas por um conjunto de peças, que se destinam a suportar condutores a ser ligados a elas e estas, as estruturas. No conjunto, a sua concepção e projecto são de suma importância, mesmo em seus mínimos detalhes, podendo afectar a durabilidade dos condutores constituir-se em fontes fortes de corona. assim, as modernas ferragens e acessórios

são de projectadas de forma a não possuírem pontas, angulosidades, irregularidades superficiais nas quais poderão ocorrer gradintes de potencial superiores dos gradintes iniciais de eflúvios de corona. Por outro lado, os materiais que têm contacto com os condutores ou suas ligas devem ser compatíveis electrolicamente com os mesmos, para que não ocorra a sua corrosão galvânica (LABEGALINI et al.,1992).

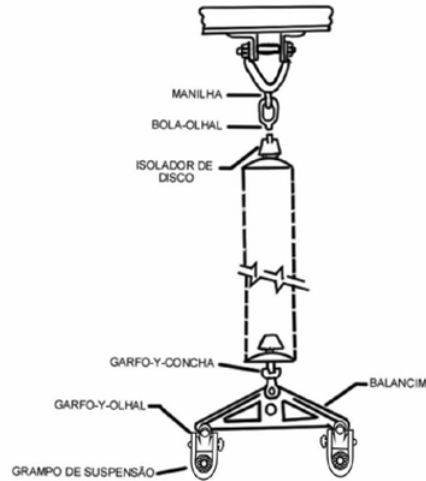


Figura 2.8: Detalhes de montagem de cadeia de isoladores de suspensão à estrutura

(Moura, A., et. al., 2019)

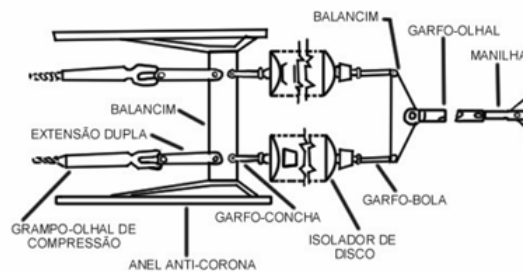


Figura 2.9: Detalhes da montagem da cadeia de ancoragem amarração

(Moura, A., et. al., 2019)

2.2 Cálculo eléctrico

O cálculo eléctrico é fundamental para a dimensionamento de uma linha de transmissão, uma vez que a sua finalidade é garantir que as limitações técnicas impostas pelos condutores não sejam excedidas.

2.2.1 Intensidade de corrente

A intensidade de corrente nominal de uma linha aérea de AT pode ser calculada pela expressão 2.3:

$$I_S = \frac{S}{\sqrt{3} \times U} \text{ [A]} \quad (2.3)$$

Onde:

- I_S - Corrente de serviço;
- S - Potência aparente;
- U - Tensão nominal da linha.

2.2.2 Densidade de corrente

Através do valor da corrente é possível determinar-se a densidade de corrente, por fase, através da expressão 2.4:

$$d = \frac{I_S}{\sigma} \text{ [A/mm}^2\text{]} \quad (2.4)$$

Onde:

- I - intensidade da corrente;
- σ - Secção dos condutores [mm^2].

2.2.3 Resistência

A resistência eléctrica de uma linha é o parâmetro que condiciona as perdas por efeito de Joule e o seu valor é dada pela equação seguinte:

$$R = \frac{\rho_\theta \times L}{\sigma} \text{ [\Omega]} \quad (2.5)$$

onde:

- ρ_θ – Resistividade do condutor a uma temperatura θ [$\Omega.\text{mm}^2/\text{km}$];
- L – Comprimento do condutor [m];
- σ – Secção do condutor [mm^2].

Assim, a resistência por quilómetro é:

$$R_k = \frac{R}{l} = \frac{\rho_\theta}{\sigma}; \text{ [\Omega/Km]} \quad (2.6)$$

A resistividade de um condutor à temperatura θ é calculada pela expressão:

$$\rho_{\theta} = \rho_{20} \times [1 + \beta(\theta - 20)] \quad (\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{km}) \quad (2.7)$$

Onde:

- β - Coeficiente de temperatura da resistividade;
- θ - Temperatura [$^{\circ}\text{C}$]

Os valores da resistividade do material condutor a 20°C e o coeficiente de temperatura da resistividade são, normalmente, fornecidos pela tabela de características do condutor, bem como o valor obtido da expressão 2.7, sendo este último apresentado na forma de resistência elétrica máxima, em curto-circuito, a uma temperatura de 20°C .

2.2.4 Indutância

Chama-se indutância à relação entre a variação do fluxo magnético e a variação da corrente elétrica. O fluxo magnético tem origem no campo magnético que é criado quando há circulação, por um condutor, de uma corrente elétrica de magnitude variável no tempo.

Este campo rodeia os restantes condutores do circuito sobre os quais também circulam correntes semelhantes.

Os fenómenos de indução entre os elementos do circuito elétrico devem-se em grande parte à disposição relativa dos condutores e são geralmente descritos por relações relativamente complexas.

O coeficiente de autoindução é calculado através da expressão:

$$L_k = \left[\frac{1}{2} + 4,6 \log \frac{D}{r} \right] \times 10^{-4} \quad [\text{H}/\text{Km}] \quad (2.8)$$

Onde:

- μ - Permeabilidade do condutor, sendo:
 1. $\mu=1$ para condutores de cobre, alumínio, ligas de alumínio e cabos de alumínio-aço;
 2. $\mu=200$ para condutores de aço galvanizado.
- n – Número de condutores, por fase, sendo:
 1. $n=1$ para linhas simples;
 2. $n=2$ para linhas duplas;
- D – Distância geométrica equivalente entre condutores [mm];
- r' – Raio do condutor [mm].

2.2.5 Reactância

A reactância é dos parâmetros mais importantes pois influencia a capacidade de transporte da linha assim como a queda de tensão na mesma.

A reactância calcula-se com recurso à seguinte expressão:

$$X_k = 2\pi f L_k \quad [\Omega/\text{mm}] \quad (2.9)$$

Onde:

- L_k - Coeficiente de autoindução [H/km];
- f - frequência em Hz .

2.2.6 Capacidade

A capacidade define-se como o quociente entre a carga capacitiva electrostática do condutor, por unidade de comprimento, e a diferença de potencial existente, em cada instante, entre o condutor e o seu invólucro, quando os respectivos condutores são sujeitos a um sistema polifásico simétrico de diferenças de potencial em relação a esse invólucro.

No caso das linhas aéreas, a terra é considerada o invólucro; para os cabos armados considerase o invólucro a armadura.

Sendo a linha simétrica, todos os condutores têm a mesma capacidade linear de serviço e esse valor comum é também por definição a capacidade linear de serviço da linha. Para uma linha trifásica, a capacidade eléctrica por fase e por quilómetro (C_k) é dada pela expressão:

$$C_k = \frac{24,2}{D} \times 10^{-9} [F/Km] \quad (2.10)$$

Onde:

- D – Distância geométrica equivalente entre condutores [mm];
- r' – Raio do condutor [mm].

2.2.7 Impedância

A impedância é uma grandeza representada por um número complexo e é dada pela expressão

$$Z_k = R_k + jX_k [\Omega/Km] \quad (2.11)$$

Onde:

- R_k - Resistência eléctrica em [Ω/Km];
- X_k - Reatância [Ω/Km].

O respetivo módulo e fase de Z_k são obtidos através das seguintes expressões:

Módulo:

$$|Z_k| = \sqrt{R_k^2 + X_k^2} [\Omega/Km] \quad (2.12)$$

Fase:

$$Z = \arctan \frac{X_k}{R_k} [graus] \quad (2.13)$$

2.2.8 Queda de tensão

A queda de tensão entre as extremidades da linha é dada por:

$$\Delta U = \sqrt{3} \times I_s (R \times \cos \varphi + X_L \times \sin \varphi) [V] \quad (2.14)$$

Onde:

- I – Intensidade de corrente [A];
- R – Resistência eléctrica do condutor [Ω];

- X – Reactância eléctrica do condutor [Ω];
- $\cos \varphi$ – Factor de potência.

Em valores percentuais, a queda de tensão é dada pela expressão:

$$\Delta U = \frac{\Delta U}{U} \times 100 [\%] \quad (2.15)$$

A queda de tensão não deve exceder 5% da tensão nominal da linha.

2.2.9 Perda de energia

Uma linha de transporte tem como objetivo oferecer um serviço eléctrico com fiabilidade e garantias ao consumidor, sendo para isso necessário que, durante o seu dimensionamento, se tente obter o menor valor de perdas possíveis. Está, também, estipulado um limite de perdas máximo admissíveis por lei para linhas alta tensão.

As perdas de energia, por efeito de Joule, são obtidas recorrendo-se à expressão 2.16:

$$p = n \times I_s^2 \times R [W] \quad (2.16)$$

Onde:

- n - Número de condutores da linha;
- R - Resistência eléctrica do condutor [Ω];
- I - Intensidade de corrente da linha [A].

Em valores percentuais, as perdas de energia são dadas pela expressão 2.17:

$$p = \frac{P}{S \times \cos \varphi} \times 100\% \quad (2.17)$$

Onde:

- p - Perdas por fase [W];
- S - Potência aparente a transmitir pela linha [VA];
- $\cos \varphi$ – Factor de potência, que normalmente toma o valor de 0,9.

2.2.10 Potência máxima da linha

O condutor tem a capacidade de 520 A, considerando uma queda de tensão máxima permitida de 5%, pode se determinar a potência máxima transmitida pela seguinte expressão:

$$S_{max} = 0,95 \times \sqrt{3} \times U \times I [MVA] \quad (2.18)$$

Onde:

- S_{max} - potência máxima transmitida por esta linha em [MVA];
- U - tensão nominal da linha Kv ;
- I - intensidade da corrente máxima A .

2.3 Cálculo mecânico

O cálculo mecânico de uma linha de transmissão é realizado com o intuito de garantir que a mesma estará em condições de suportar todos os esforços mecânicos a que será sujeita em diferentes condições atmosféricas.

Estes cálculos e análises, servem para projectar os esforços a que os apoios estarão sujeitos e qual a altura que os mesmos deverão possuir de forma a cumprirem o Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão (R.S.L.E.A.T.). Mais concretamente, pretende-se com este cálculo, obter as tensões mecânicas de montagem dos cabos, verificar a estabilidade dos apoios e verificar que os condutores respeitam as distâncias mínimas de segurança aos diferentes elementos existentes em redor (habitações, estradas, ferrovias, cursos de água, e outras linhas existentes).

2.3.1 Tensão Mecânica aplicada sobre os Cabos

A tensão mecânica máxima de serviço a aplicar ao longo da linha é uma componente essencial a ser definida, sendo, por isso, definida logo no início do cálculo mecânico, uma vez que esta componente irá influenciar todo o restante projeto. Esta tensão diz respeito ao valor máximo que os condutores conseguem suportar sem que haja risco de rutura. O seu valor pode ser calculado através do quociente das tensões de rutura dos condutores sobre 2,5, como se pode verificar na expressão seguinte:

$$t_{max} = \frac{T_r}{2,5 \times \sigma} [daN/mm^2] \quad (2.19)$$

Onde:

- T_r - tensão de rutura [daN];
- σ - secção do condutor [mm^2].

Partindo-se do valor obtido da tensão mecânica máxima, é possível escolher um valor para a tensão mecânica máxima de serviço, que irá ser aplicado ao longo da linha, tendo este, necessariamente, que ser inferior ao valor da tensão máxima admissível.

$$t_{ser} \leq t_{max} [daN/mm^2] \quad (2.20)$$

Como forma de aproveitamento dos condutores, é proveitoso que o valor da tensão de serviço a utilizar seja o mais próximo da tensão mecânica máxima admissível, de maneira a que o parâmetro P da catenária seja o maior possível. No entanto, ao se proceder desta forma os esforços verificados nos apoios serão muito elevados, fazendo com que estes não sejam capazes de os suportar. Deste modo, escolhe-se sempre uma tensão que não coloque em perigo os cabos e não solicite em demasia os apoios.

Assim sendo, para os condutores considera-se tensões mecânicas máximas compreendidas entre os 7 e 12 (daN/mm^2), sendo que as tracções dos cabos de guarda terão de ser superiores de modo a que a sua flecha seja inferior à flecha dos condutores. Para este efeito, utilizase como regra prática a definição do parâmetro do cabo de guarda como sendo superior ao parâmetro do condutor em cerca de 15%. Usualmente consideramse tensões entre os 10 e os 17 (daN/mm^2).

No primeiro e último vão da linha, como se trata de vãos que terão apoios de fim de linha e, estes suportam a totalidade dos esforços, os valores das tensões serão inferiores aos verificados nos restantes vãos.

Por fim, nas ligações dos apoios de fim de linha aos pórticos das subestações é utilizado um valor de tensão, para os condutores, entre os 0,5 e 1,0 (daN/mm^2) e, para os cabos de guarda entre os 1 e 2 (daN/mm^2). Estes valores são fixados pelos projectistas pois dependem em grande parte do traçado

da linha, distâncias a edifícios, distâncias/cruzamentos com outras Linhas Eléctricas, definidas no R.S.L.E.A.T. A definição das tensões máximas também é influenciada pelas condições atmosféricas (existência de neve na região), pois elas irão aumentar a sobrecarga e conseqüentemente as forças a que os cabos estão sujeitos.

2.3.2 Estados atmosféricos e coeficientes de sobrecarga

Definidas as tensões mecânicas máximas a que os cabos deverão estar sujeitos, é necessário perceber qual a o estado atmosférico que será mais desfavorável. Para o efeito são considerados dois estados tipo: o estado de *Inverno* e o estado de *Primavera*, sendo um destes, o estado mais desfavorável.

O estado tipo *Inverno* é caracterizado pela temperatura reduzida, sendo de -5°C em condições normais e de -10°C em zonas onde existe a formação de gelo, ou estado de *vento reduzido*.

O estado tipo *Primavera* é caracterizado pela temperatura amena, considerando-se 15°C , e pela existência de grandes rajadas de vento, considerando-se desta forma o estado de *vento máximo*. O estado tipo *Primavera* engloba as estações de *Primavera* e de *Outono*, pois as características são semelhantes.

O estado-tipo considerado, o *Verão*, é caracterizado pela ausência de vento e pelas temperaturas elevadas que se fazem sentir e que influenciam as temperaturas dos condutores. Neste estado, o coeficiente de sobrecarga é nulo. Dependendo da classe em que se encontram as linhas a projectar, a temperatura máxima a considerar dos condutores, varia entre os 50°C e os 75°C conforme os artigos 21º e 22º do R.S.L.E.A.T. O estado de *Verão*, não é considerado para encontrar o estado atmosférico mais desfavorável, mas sim para determinar a *flecha máxima* que os cabos irão apresentar. O estado-tipo *Verão* serve também para obter a tensão mecânica de montagem, uma vez que se considera a sobrecarga nula e apenas é necessário corrigir a temperatura para a temperatura na altura de montagem.

É necessário calcular os coeficientes de sobrecarga para definir qual o estado-tipo atmosférico mais desfavorável para os estados-tipo Inverno e Primavera. Estes coeficientes pretendem reflectir a influência do vento e da temperatura sob a forma de um aumento do peso próprio do condutor usando as seguintes expressões:

$$m = \frac{\sqrt{F_v^2 + W_c^2}}{W_c} \quad (2.21)$$

Onde:

- m - coeficientes de sobrecarga;
- W_c - peso do condutor;
- F_v - força proveniente da acção do vento em N.

Acção do vento

De acordo com o Artigo 10º do RSLEAT deve-se considerar a actuacção do vento na direcção horizontal e a força proveniente da sua acção considera-se-á paralela áquela direcção e é determinada pela expressão 2.22:

$$F_v = \alpha \times c \times q \times s [N] \quad (2.22)$$

Em que:

- q - pressão dinâmica do vento em Pa;

- α - coeficiente de redução ou fator aerodinâmico;
- s - é a área da superfície batida pelo vento dada em metros quadrados;
- c - coeficiente de forma.

1. Coeficiente de redução ou fator Aerodinâmico

O coeficiente de redução (α) traduz o facto de o vento não ter uma velocidade constante ao longo da linha. Desta forma este toma valores diferentes para os elementos da linha:

- 0,6 para condutores e cabos de guarda;
- 1 para os apoios, travessas e isoladores.

2. Coeficiente de forma

O coeficiente de forma (c) pretende traduzir a rugosidade do elemento atingindo pelo vento. Embora os condutores sejam de forma cilíndrica, a sua secção é irregular, sendo esta irregularidade mais notável quanto menor for o diâmetro do condutor. Assim sendo, o valor que o coeficiente toma está dependente do diâmetro do condutor, como se pode verificar na Tabela 2.4.

Tabela 2.4: Coeficiente de forma para os condutores e cabos de guarda

Diâmetro – D [mm]	Coeficiente de forma – c
Até 12,5	1,2
De 12,5 até 15,8	1,1
Acima de 15,8	1,0

(RSLEAT - 1993)

3. Pressão dinâmica do vento

Os valores da pressão dinâmica do vento (q) estão dependentes da altura acima do solo a que se encontra o elemento da linha sobre o qual se pretende calcular a ação do vento. Estes valores estão representados na Tabela 2.5.

Tabela 2.5: Pressão dinâmica do vento (q em daPa) consoante a altura acima do solo

Altura Acima do Solo (m)	Vento Máximo Habitual	Vento Reduzido
Até 30	75	30
De 30 a 50	90	36
Acima de 50	105	42

(RSLEAT - 1993)

Para zonas costeiras, numa faixa de 5 km, e para zonas situadas a uma altitude superior a 600 m, recomenda-se que seja acrescido 20% ao valor da pressão dinâmica do vento.

Tabela 2.6: Pressão dinâmica do vento em alturas acima de 600 m em relação ao nível do mar

Altura Acima do Solo (m)	Vento Máximo Habitual	Vento Reduzido
Até 30	90	36
De 30 a 50	108	43,2
Acima de 50	126	50,4

(RSLEAT - 1993)

4. Acção da variação da temperatura

Ao longo do ano, uma linha área fica sujeita a variações de temperatura acentuadas, uma vez que estas são instaladas no exterior e expostas às condições atmosféricas.

Na Tabela abaixo estão apresentados os valores das temperaturas para os diferentes estados atmosféricos, segundo o RLSEAT.

Tabela 2.7: Valores de temperatura [°C] em função dos estados atmosférico

Estado Atmosférico	Sem gelo	Com gelo
Inverno	-5	-10
Primavera	15	–
Verão	75	–

(RSLEAT - 1993)

2.3.3 Equação dos estados

A equação dos estados permite calcular a tração a que estão sujeitos os condutores de uma linha aérea num determinado estado atmosférico, para um determinado vão. Para que tal seja possível, é necessário que se conheçam as características dos condutores, os valores das temperaturas e dos coeficientes de sobrecarga em ambos os estados atmosféricos e o valor da tração a que estão sujeitos os condutores num desses estados. A expressão 2.23 representa a dita equação:

$$\theta_i + \frac{t_i}{\alpha \times E} - \frac{m_i^2 \times W_c^2 \times L^2}{24 \times \alpha \times \sigma^2 \times t_i^2} = \theta_k + \frac{t_k}{\alpha \times E} - \frac{m_k^2 \times W_c^2 \times L^2}{24 \times \alpha \times \sigma^2 \times t_k^2} \quad (2.23)$$

Onde:

- θ_i e θ_k – Temperatura no estado i e k [C];
- t_i e t_k – Tensão mecânica do condutor no estado atmosférico i e k [daN/mm²];
- m_i e m_k – Coeficientes de sobrecarga dos estados atmosféricos i e k ;
- W_c – Peso específico do condutor por unidade de comprimento [daN/m];
- L – Comprimento do vão [m];

- α – Coeficiente de dilatação linear térmica do cabo [C^{-1}];
- σ – Secção do condutor [mm^2];
- E – Módulo de elasticidade ou módulo de Young [daN/mm^2].

2.3.4 Determinação da tensão de montagem

Durante uma operação de montagem e de regulação mecânica dos condutores numa linha aérea, há regras que têm que ser cumpridas para que o bom funcionamento da linha não seja comprometido.

Uma vez que este trabalho se trata de uma operação delicada, é necessário que este decorra sem a presença de gelo e inexistência de vento. O estado atmosférico considerado para a realização desta operação tem que conduzir a um coeficiente de sobrecarga unitário, sendo assim escolhido o estado de Verão.

Através da equação dos estados, exemplificada na expressão 2.23, é possível determinar-se a tensão para o dia da montagem. Ao variar-se a temperatura compara-se o estado mais desfavorável com o estado de Verão, de modo a se saber as várias condições possíveis na altura da montagem. Para se determinar o estado mais desfavorável é necessário saber, previamente, os valores dos coeficientes de sobrecarga dos estados de Inverno e Primavera e do eventual vão crítico.

• Vão crítico

De entre os três estados atmosféricos, acima considerados, um deles será o mais desfavorável, no que diz respeito a sujeitar os condutores à tração mais elevada. O mais favorável será o estado de Verão, visto que com a inexistência de vento e gelo e, como a temperatura é a mais elevada, os condutores irão dilatar, aumentando o comprimento do arco da catenária e, conseqüentemente, diminuindo a tração.

Contrariamente, no estado da Primavera com a existência de ventos fortes e intensos e, no estado de Inverno com a possível formação de manga de gelo, os condutores ficam sujeitos a esforços mecânicos superiores, aumentando assim a tração. Deste modo, a escolha do estado mais desfavorável reside sempre entre estes dois, sendo assim necessário estabelecer um vão crítico, que servirá de auxílio para determinar qual o pior estado atmosférico.

O vão crítico L_{cr} é o vão para o qual os condutores, num dos dois estados menos favoráveis (*Inverno ou Primavera*) e sob a tração de serviço máxima t_{serv} , atingem a mesma tração de serviço máxima t_{serv} quando sujeitos às condições de outro desses dois estados.

Assim sendo, é possível, através da equação dos estados 2.23, obter o vão crítico quando esta é aplicada aos estados de *Inverno* e *Primavera*, considerando-se que ambos os estados estão à tração de serviço máxima $t_m = t_k = t_{serv}$ e que $L = L_{cr}$, obtendo-se a seguinte igualdade:

$$\theta_1 + \frac{t_1}{\alpha \times E} - \frac{m_1^2 \times W_c^2 \times L_{cr}^2}{24 \times \alpha \times \sigma^2 \times t_{serv}^2} = \theta_2 + \frac{t_2}{\alpha \times E} - \frac{m_2^2 \times W_c^2 \times L_{cr}^2}{24 \times \alpha \times \sigma^2 \times t_{serv}^2} \quad (2.24)$$

Resolvendo em ordem a L_{cr} , obtém-se:

$$L_{cr} = \frac{\sigma \times t_{serv}}{W_c} \times \sqrt{\frac{24 \times \alpha \times (\theta_2 - \theta_1)}{m_2^2 - m_1^2}} \quad (2.25)$$

Onde:

σ - Secção do condutor [mm^2];
 W_c - Peso específico do condutor por unidade de comprimento [daN/m];
 θ_1 - Temperatura no estado de Inverno [C];
 θ_2 - Temperatura no estado de Primavera [C];
 m_1 - Coeficiente de sobrecarga associado ao estado de Inverno;
 m_2 - Coeficiente de sobrecarga associado ao estado de Primavera.

De notar que a temperatura no estado de Primavera é sempre superior à do estado de Inverno, logo, através da equação verifica-se que o vão crítico só é real se o coeficiente de sobrecarga relativo ao estado de Primavera, m_2 , for superior ao do estado de Inverno, m_1 .

• **Estado mais desfavorável**

Determinados os coeficientes de sobrecarga, o vão equivalente e o vão crítico estão encontradas as condições para se determinar qual o estado atmosférico mais desfavorável.

Primeiramente, compara-se os valores dos coeficientes de sobrecarga dos estados relativos ao Inverno e Primavera. Se nesta situação o valor do coeficiente no Inverno for superior ao do valor na Primavera, não será necessário saber o valor do vão crítico, uma vez que este será de valor imaginário. Caso se verifique o contrário, é obrigatório determinar os valores do vão crítico e do vão equivalente de um cantão.

Por norma recorre-se a uma árvore de decisão, apresentada na Figura 2.10, que permite determinar facilmente qual o estado mais desfavorável.

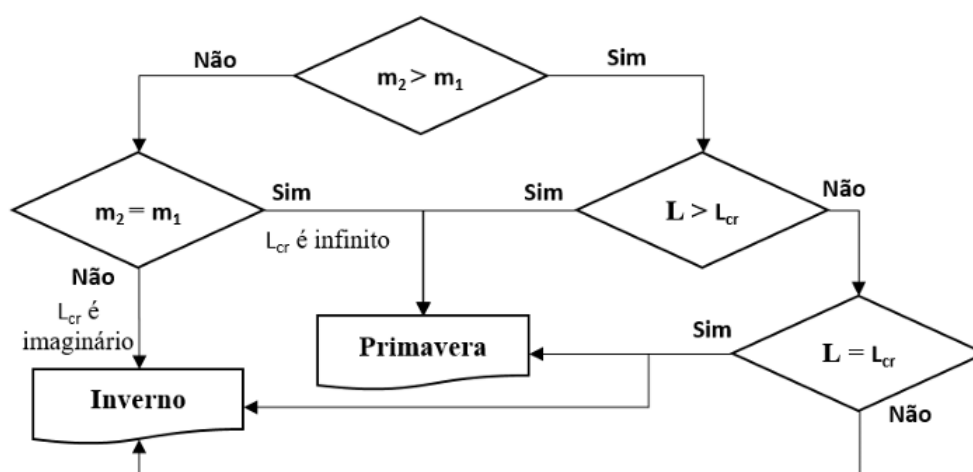


Figura 2.10: Árvore de decisão que permite determinar qual o estado mais desfavorável

(Teixerra, 2017)

Sabendo que m_1 e m_2 correspondem aos coeficientes de sobrecarga do Inverno e Primavera, respectivamente, e interpretando a árvore de decisão acima ilustrada, obtêm-se as seguintes conclusões:

- Quando $m_1 = m_2$, o vão crítico é infinito e, o estado mais desfavorável é o da Primavera;

- Quando $m_1 > m_2$, o vão crítico é imaginário e, o estado mais desfavorável é o de Inverno;
- Quando se verifica que existem vãos inferiores ao vão crítico $L < L_{cr}$, o estado mais desfavorável é o de Inverno;
- Quando se verifica que existem vãos superiores ao vão crítico $L > L_{cr}$, o estado mais desfavorável é o da Primavera.

2.3.5 Parâmetro da catenária e flecha

Ao considerar-se os condutores das linhas aéreas, quando apoiados em apoios, homogêneos, perfeitamente flexíveis e inextensíveis, é possível determinar a sua curva de equilíbrio, a catenária. Contudo, trata-se apenas de uma aproximação, visto que na realidade, os condutores utilizados nas linhas não são perfeitamente flexíveis e são elasticamente deformáveis, para além de que, também estão sujeitos à ação de ventos irregulares, que lhes confere uma dupla curvatura e movimento.

Mesmo assim, a catenária é a melhor aproximação da curva de equilíbrio feita pelos condutores, quando suspensos por dois apoios, obtendo-se, para efeitos de cálculos, um erro suficientemente pequeno para ser desprezado.

A expressão matemática da catenária é dada pela expressão 2.26:

$$y = P \times \cosh\left(\frac{x}{P}\right) - P \quad (2.26)$$

Onde:

- P – Parâmetro da catenária [m];
- x – Distância medida em projeção horizontal entre o ponto em que a tangente à curva é horizontal e um ponto qualquer da catenária [m];
- y – Distância medida em projeção vertical entre o ponto em que a tangente à curva é horizontal e um ponto qualquer da catenária [m].

O parâmetro da catenária é dado pela expressão 2.27:

$$P = \frac{t_k \times \sigma}{W_c} [m] \quad (2.27)$$

Onde:

- t_k – Tensão de montagem do condutor [daN/mm^2];
- θ – Secção do condutor [mm^2];
- W_c – Peso específico do condutor por unidade de comprimento [daN/m].

O parâmetro P da catenária, representa geometricamente o raio de curvatura no ponto onde a tangente à curva é horizontal. A catenária é uma curva de difícil tratamento, uma vez que se trabalha com cossenos hiperbólicos. Deste modo, encontrou-se um novo método, que permite contornar esse problema, recorrendo-se a uma **aproximação parabólica**.

Recorrendo à expressão parabólica e, considerando que a flecha máxima ocorre no centro do vão se obtém em função de $x = L/2$, onde L é o comprimento do vão, obtém-se a seguinte expressão matemática:

$$y = \frac{\left(\frac{L}{2}\right)^2}{2 \times P} = \frac{L^2}{8 \times P} \Rightarrow f = \frac{L^2}{8 \times P} \quad (2.30)$$

Substituindo P , pela expressão do parâmetro da catenária obtém-se a seguinte simplificação:

$$f = \frac{m \times W_c \times L}{8 \times \sigma \times t_k} [m] \quad (2.31)$$

Onde:

m – Coeficiente de sobrecarga;

L – Comprimento do vão [m];

σ – Secção do condutor [mm^2];

W_c – Peso próprio do cabo [daN/m];

t_k – Tensão de montagem do cabo à temperatura k [daN/mm^2]

2.3.7 Determinação da resistência mecânica dos apoios

Quando se dimensiona um apoio é necessário ter em consideração as forças que irão ser exercidas sobre este, porque se um dimensionamento não for bem realizado, há a possibilidade dos apoios não resistirem aos esforços que neles irão incidir, como por exemplo os esforços provocados pela ação do vento, as tensões dos condutores, o próprio peso destes e cadeias de isoladores.

No cálculo absoluto dos esforços de cada apoio intervêm vários fatores, tais como:

- A sobrecarga do vento e peso dos componentes (condutores, apoio, isoladores, travessas);
- Forças de tração dos condutores;
- Forças de tração máxima exercidas em caso de rotura.

2.3.7.1 Apoios de alinhamento

O RSLEAT diz que, os apoios de alinhamento das linhas devem ser dimensionados para as seguintes hipóteses de cálculo, consideradas não simultaneamente:

a) *Ações Normais:*

Hipótese 1

- A sobrecarga do vento atuando, normalmente à direção da linha, sobre o apoio, as travessas e os isoladores e sobre os condutores e os cabos de guarda nos dois meios vãos adjacentes ao apoio;
- Simultaneamente, a resultante das componentes horizontais das trações dos condutores e cabos de guarda;
- Simultaneamente, o peso próprio do apoio, das travessas, dos isoladores, dos condutores e dos cabos de guarda.

Traduzindo-se para expressões matemáticas, obtemos:

Eixo longitudinal (eixo x)

Tração do condutor e cabo de guarda sobre a linha:

$$T_{CD/CG\ x} = \sigma |t_{max1} - t_{max2}| [daN] \quad (2.32)$$

Onde:

- σ - Secção do condutor [mm^2];
- t_{max1} - Tensão mecânica máxima de serviço à esquerda do apoio [daN/mm^2];
- t_{max2} - Tensão mecânica máxima de serviço à direita do apoio [daN/mm^2].

Resultante:

$$F_x = n_{CD}^{\circ} \times T_{CDx} + n_{CG}^{\circ} \times T_{CGx} [daN] \quad (2.33)$$

Onde:

- n_{CD}° - Número de condutores;
- n_{CG}° - Número de cabos de guarda;
- T_{CDx} - Tração do condutor sobre a linha [daN].
- T_{CGx} - Tração do cabo de guarda sobre a linha [daN].

Eixo transversal (eixo y):

Acção do vento sobre um condutor e cabo de guarda na linha:

$$F_{vCD/CG} = \alpha \times c \times q \times d \left(\frac{L_1 + L_2}{2} \right) [daN] \quad (2.34)$$

Onde:

- c - Coeficiente de forma;
- q - Pressão Dinâmica do Vento [$daPa$];
- d - Diâmetro do condutor [m];
- α - Coeficiente de redução ou fator aerodinâmico;
- L_1 - Vão à esquerda do apoio [m];
- L_2 - Vão à direita do apoio [m].

Resultante:

$$F_y = n_{CD}^{\circ} \times F_{vCD} + n_{CG}^{\circ} \times F_{v-CG} + n_{isol}^{\circ} \times F_{visol} [daN] \quad (2.35)$$

Onde:

- n_{isol}° - Número de cadeias de isoladores;
- F_{v-CG} - Força do vento sobre o cabo de guarda [daN];

- F_{visol} - Força do vento sobre a cadeia de isoladores [daN];
- F_{v-CD} - Força do vento sobre o condutor [daN];
- n_{CD}° - Número de condutores;
- n_{CG}° - Número de de cabo de guarda.

Eixo vertical (eixo z)

Peso de um condutor e cabo de guarda

$$P_{CD/CG} = W_c \times \left(\frac{L_1 + L_2}{2} \right) \quad (2.36)$$

Onde:

- L_1 - Vão à esquerda do apoio [m];
- L_2 - Vão à direita do apoio [m];
- W_c - Peso específico do condutor por unidade de comprimento [daN/m].

Resultante:

$$F_z = n_{CD}^{\circ} \times P_{CD} + n_{isol}^{\circ} \times P_{isol} + n_{CG}^{\circ} \times P_{CG} \quad [daN] \quad (2.37)$$

Onde:

- P_{CD} - Peso de um condutor [daN];
- P_{CG} - Peso do cabo de guarda [daN];
- P_{isol} - Peso da cadeia de isoladores [daN];
- n_{CD}° - Número de condutores;
- n_{CG}° - Número de cabo de guarda.

Hipótese 2, para o apoio de alinhamento:

- A força horizontal, de valor igual a um quinto do da resultante das forças provenientes da ação do vento normal na direção da linha sobre os condutores e os cabos de guarda nos dois meios vãos adjacentes ao apoio, atuando no eixo do apoio, na direção da linha, à altura daquela resultante;
- Simultaneamente, o peso próprio do apoio, das travessas, dos isoladores, dos condutores e dos cabos de guarda.

Eixo longitudinal (eixo x):

Resultante:

$$F_x = \frac{1}{5} (n_{CD}^{\circ} \times F_{v-CD} + n_{CG}^{\circ} \times F_{v-CG}) \quad [daN] \quad (2.38)$$

Onde:

- F_{v-CD} - Força vento sobre o condutor [daN];

- F_{v-CG} - Força vento sobre o cabo de guarda;
- n_{CD}° - Número de condutores;
- n_{CG}° - Número de cabo de guarda.

As expressões para o eixo vertical são iguais às 2.36 e 2.37.

2.3.7.2 Apoios de fim de linha

O RSLEAT diz que, os apoios de fim de linha deverão ser dimensionados para as seguintes hipóteses de cálculo, consideradas não simultaneamente:

a) *Ações Normais:*

Hipótese 1

- A sobrecarga de vento atuando, normalmente à direção da linha, sobre o apoio, as travessas e os isoladores e sobre os condutores e os cabos de guarda no meio vão adjacente ao apoio.
- Simultaneamente, a resultante das trações exercidas pelos condutores e pelos cabos de guarda à temperatura de +15°C, com vento atuando segundo a direção atrás considerada.
- Simultaneamente, o peso próprio do apoio, das travessas, dos isoladores, dos condutores e dos cabos de guarda.

Traduzindo-se para expressões matemáticas, obtemos:

Eixo longitudinal (eixo x):

Tração de um condutor na linha:

$$T_{CD/CG\ x} = \sigma \times t_{max} [daN] \quad (2.39)$$

Onde:

- t_{max} - Tensão mecânica máxima de serviço [daN/mm^2];
- σ - Secção de um cabo [mm^2].

Resultante:

$$F_x = n_{CD}^{\circ} \times T_{CDx} + n_{CG}^{\circ} \times T_{CGx} [daN] \quad (2.40)$$

Eixo transversal (eixo y):

Vento sobre um condutor na linha:

$$F_{v-CD/CG\ y} = \alpha \times c \times q \times d \times \left(\frac{L_2}{2}\right) [daN] \quad (2.41)$$

Onde:

- c - Coeficiente de forma;
- α - Coeficiente de redução ou fator aerodinâmico;

- q - Pressão Dinâmica do Vento [$daPa$];
- d - Diâmetro do condutor [m];
- L_2 - Vão à direita do apoio [m].

Resultante:

$$F_y = n_{CD}^{\circ} \times F_{v-CD} + n_{CG}^{\circ} \times F_{v-CG} + n_{isol}^{\circ} \times F_{v-isol} \quad [daN] \quad (2.42)$$

Onde:

- n_{CD} - Número de condutores;
- n_{CG} - Número de cabos de guarda;
- F_{v-CG} - Força sobre vento de cabo de guarda;
- F_{v-isol} - Força do vento sobre a cadeia de isoladores;
- F_{v-CD} - Força do vento sobre os condutores.

As expressões para o eixo vertical são iguais às 2.36 e 2.37.

b) *Ações Excepcionais:*

Hipótese 2

- As componentes horizontais das trações máximas exercidas pelos condutores e pelos cabos de guarda, considerando a rotura de um qualquer dos condutores ou dos cabos de guarda.
- Simultaneamente, o peso próprio do apoio, das travessas, dos isoladores, dos condutores e dos cabos de guarda.

2.4 Distâncias Regulamentares

2.4.1 Distância dos condutores ao solo

Segundo o **artigo 27º do RSLEAT**, a distância entre os condutores nus das linhas e o solo, nas condições de flecha máxima, desviadas ou não pelo vento, é dado por:

$$D = 6,0 + 0,005 \times U \quad (2.43)$$

Em que:

U , em kilovoltes, é a tensão nominal da linha;

D é a distância entre os condutores nus ao solo em metros.

2.4.2 Distância dos condutores as árvores

De acordo com o **artigo 28° do RSLEAT**, entre os condutores nus das linhas, nas condições de flexa máxima, desviados ou não pelo vento, e as árvores deverá observar-se uma distância D , em metros, arredondada ao décímetro, não inferior à dada pela expressão:

$$D = 2,0 + 0,0075 \times U \quad (2.44)$$

Em que:

U , em kilovoltes, é a tensão nominal da linha;

O valor D não deverá ser inferior a 2,5 m.

2.4.3 Distância dos condutores aos edifícios

O **artigo 29° do RSLEAT** diz que, na proximidade de edifícios, com exceção dos exclusivamente adstritos ao serviço de exploração de instalações eléctricas, as linhas serão estabelecidas por forma a observar-se, nas condições de flexa máxima, seguinte:

a) Em relação às coberturas, chaminés e todas as partes salientes susceptíveis a ser normalmente escaladas por pessoas, os condutores nus deverão ficar, desviados ou não pelo vento, a distância D , em metros, arredondada ao décímetro, não inferior à dada pela expressão:

$$D = 3,0 + 0,0075 \times U \quad (2.45)$$

Em que:

U , em kilovoltes, é a tensão nominal da linha;

E o valor D não deverá ser inferior a 4 m.

2.4.4 Distância dos condutores a obstáculos diversos

Conforme o **artigo 30° do RSLEAT**, na vizinhança de obstáculos tais como terrenos de declive muito acentuada, falésias e construções normalmente não acessíveis a pessoas, bem como partes salientes dos edifícios não susceptíveis de ser normalmente escalada por pessoas, quando as construções e as partes salientes referidas atinjam um nível, acima do solo, superior a 3 m os condutores nus das linhas, nas condições de flexa máxima e desviados ou não pelo vento, deverão manter, em relação a esses obstáculos, em metros, uma distância D , arredondado ao décímetro, não inferior à dada pela expressão:

$$D = 2,0 + 0,0075 \times U \quad (2.46)$$

Em que:

U , em kilovoltes, é a tensão nominal da linha;

O valor de D não deverá ser inferior a 3 m.

2.4.5 Distância entre os condutores

conforme o **o artigo 31° do RSLEAT**, os condutores nus serão estabelecidos por forma a não poderem aproximar-se perigosamente, atendendo às oscilações provocadas pelo vento, não devendo, entre eles,

observar-se uma distância D , em metros, arredondado ao décimo, inferior à dada pelas expressões:

$$D = 0,75 K \sqrt{f+d} + \frac{U}{200}; \text{ [para linhas de segunda classe];} \quad (2.47)$$

$$D = K \sqrt{f+d} + \frac{U}{150}; \text{ [para linhas de terceira classe].} \quad (2.48)$$

Onde:

- f , em metros, é a flecha máxima dos condutores;
- d , em metros, é o comprimento das cadeias de isoladores susceptíveis de oscilarem transversalmente à linha;
- U , é tensão nominal da linha em kilovolts;
- K é um coeficiente dependente da natureza dos condutores e cujo o valor é:
 1. 0,6 para condutores de cobre, bronze, aço, alumínio-aço;
 2. 0,7 para condutores de alumínio e de ligas de alumínio.

2.4.6 Distância entre os condutores e os cabos de guarda

De acordo com o **artigo 32° do RSLEAT**, a distância entre os condutores nus e os cabos de guarda, próximo da fixação aos apoios, não deverá ser inferior à distância entre os condutores calculada de acordo com artigo 30 do mesmo regulamento.

2.4.7 Distância entre os condutores e os apoios

De acordo com o **artigo 33° do RSLEAT**, a distância entre os condutores nus e os apoios deverá ser verificada nas duas hipóteses seguintes:

1. Condutores em repouso, à temperatura mais desfavorável;
2. Condutores desviados sob a acção do vento referido na alínea b) do artigo 12°, à temperatura de 15°C.

Esta distância D , em metros, arredondada ao centímetro, não deverá ser inferior à dada por uma expressões seguintes:

$$D = 0,10 + 0,0065 \times U, \text{ para condutores nus em repouso;} \quad (2.49)$$

$$D = 0,0065 \times U, \text{ para condutores nus desviados pelo vento.} \quad (2.50)$$

Onde:

U , em kilovoltes, é a tensão nominal da linha.
O valor de D não deverá ser inferior a 0,15 m.

Capítulo 3

Metodologia

Com vista a realização do trabalho com uma qualidade aceitável, este trabalho será realizado com base dos seguintes procedimentos metodológicos, técnicas e instrumentos de recolha de dados.

3.1 Classificação da Pesquisa

3.1.1 Quanto aos procedimentos

Segundo Cardoso (2020), os tipos de pesquisa quanto aos procedimentos são: bibliográfica, documental, experimental, ex-post facto, levantamento, estudo de campo e estudo de caso. De acordo com Cardoso (2020), a pesquisa bibliográfica é desenvolvida com base em material já elaborado, constituído principalmente de livros e artigos científicos. A principal vantagem é permitir ao pesquisador uma cobertura mais ampla do que se fosse pesquisar diretamente em campo.

Segundo Prodanov e Freitas (2013), quanto aos procedimentos técnicos, a pesquisa é bibliográfica quando elaborada a partir de material já publicado, constituído principalmente de: livros, revistas, artigos científicos, jornais, teses, internet, etc.

Para este trabalho, será feita a revisão bibliográfica, que constitui na pesquisa de livros, internet, artigos científicos e documentos da Electricidade de Moçambique.

3.1.2 Quanto aos objectivos

Segundo Cardoso (2020), toda pesquisa deve ter um objetivo determinado para saber o que se vai procurar e o que se pretende alcançar. Definir objetivos de pesquisa é um requisito para desenvolver uma pesquisa científica. Quanto aos objetivos existem três tipos de pesquisas: exploratórias, descritivas e explicativas.

Quanto aos objectivos, este trabalho será uma pesquisa exploratória. De acordo com Prodanov e Freitas (2013), em geral, este tipo de pesquisa envolve: o levantamento bibliográfico, entrevistas com pessoas que tiveram experiências práticas com o problema pesquisado e análise de exemplos que estimulem a compreensão.

O projecto visa a dimensionar uma linha de transmissão. Esta pesquisa será exploratória pois não

será feita nenhuma experiência real, mas sim com base nos trabalhos feitos pelos outros autores, estes servirão de exemplo para o nosso caso concreto. Caso sejam necessários alguns conhecimentos adicionais, estes poderão ser adquiridos na Electricidade de Moçambique assim como com seus técnicos que tem uma vasta experiência na área.

3.1.3 Quanto à natureza

A natureza da pesquisa relaciona-se à contribuição de suas conclusões à ciência. Sendo assim, quanto à natureza as pesquisas podem ser *básicas ou aplicadas*.

De acordo com Predanov e Freitas (2013), a pesquisa aplicada não objectiva gerar conhecimentos novos mas sim, gerar conhecimentos para aplicação prática dirigidos à solução de problemas específicos. Envolve verdades e interesses locais enquanto que a pesquisa básica visa gerar novos conhecimentos a partir de determinadas experiências práticas.

3.1.4 Método usados para elaboração deste trabalho

O foco deste projecto não é encontrar os princípios básicos para o dimensionamento de uma linha de transmissão, pois, se assim fosse, quanto à natureza este projecto seria básico. O principal objectivo deste projecto é usar os métodos básicos de dimensionamento já conhecidos e aplicá-los para o nosso caso concreto, deste modo, este projecto quanto à natureza é uma pesquisa aplicada.

Na engenharia, existem dois métodos reconhecidos para a abordagem de um projecto mecânico de linhas de transmissão, nomeadamente, método de parábola constante e método de tensão máxima constante. Ambas apresentam vantagens e desvantagens, relativos a esforço do cálculo e a precisão dos resultados. O primeiro método era usado na antiguidade quando se minimizava o esforço do cálculo.

O primeiro método consiste em:

- Determinar um parâmetro da parábola para aplicar em todos condutores e desenhar as curvas dos vãos no perfil;
- Definir a fixação dos condutores;
- Calcular as tensões máxima de tracção para cada cantão, recorrendo a equação dos estados um só cálculo por cantão;
- Dimensionar os apoios.

O segundo método cuja a abordagem é mais recente, consiste em:

- Determinar o valor limite da tensão dos cabos, de tal forma que no estado atmosférico mais desfavorável não exceda o valor máximo de tensão;
- Recorrendo a equação dos estados, determinar a tensão de montagem para cada vão e com esse valor o parâmetro da catenária correspondente, e traçar as curvas de perfil;
- Definir a fixação dos condutores.

Por conta da facilidade do cálculo disponível na actualidade, método mais usado é o segundo método.

Capítulo 4

Resultados

4.1 Cálculo Eléctrico

4.1.1 Intensidade da corrente de serviço

A corrente de serviço pode ser determinada pela expressão:

$$I_S = \frac{S}{\sqrt{3} \times U}$$
$$I_S = \frac{40 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 110 \times 10^3} = 210 \text{ A}$$

De acordo com catálogo dos condutores, deve-se escolher o condutor com capacidade de corrente imediatamente superior a corrente calculada, neste caso devia ser o condutor com designação RABIT com capacidade nominal de 240 A. Portanto, visto que a secção deste condutor é muito pequena, optamos por escolher o condutor com designação LYNX, com capacidade nominal de 520A e secção total de 226.26 mm^2 . O outro factor de que é fácil encontrar o valor da resistência eléctrica em corrente alternada no documento denominado Activos da Rede Nacional de Transporte (RNT) fornecido pela EDM cujo mesmo cujo este valor não fornecido no catálogo dos condutores de alumínio, (o catálogo fornece a resistência em corrente contínua que se difere da resistência em corrente alternada devido a alguns factores tais como o efeito corona).

4.1.2 Densidade da Corrente

A densidade da corrente é dada por:

$$d = \frac{I_S}{\sigma} = \frac{210}{226,2} = 0,9284 \text{ A/mm}^2$$

4.1.3 Resistência eléctrica

A resistência eléctrica do condutor LYNX é igual a $R_k = 0,1606 \Omega/Km$. Esta resistência é dada no catálogo da EDM denominado Activos da Rede Nacional de Transporte. Para calcular a resistência

total da linha basta multiplicar a resistência por unidade de comprimento dado no catálogo pelo comprimento total de linha, portanto, considerando que a linha em questão tem um comprimento $l = 2km$, a resistência total de linha será:

$$R = R_k \times l$$

$$R = 0,1606\Omega/Km \times 2Km$$

$$R = 0,3212\Omega$$

4.1.4 Cálculo de indutância da linha

A expressão que nos permite calcular a indutância da linha aérea por unidade de comprimento é:

$$L_k = \left[\frac{1}{2} + 2 \ln \frac{D}{r} \right] \times 10^{-4} [H/Km]$$

Usado os logarimos decimais, pode se calcular o valor de indutância pela expressão:

$$L_k = \left[\frac{1}{2} + 4,6 \log \frac{D}{r} \right] \times 10^{-4} [H/Km]$$

D - diâmetro médio geométrica, calculada no caso de uma disposição em esteira por:

$$D = d\sqrt[3]{2}$$

Onde, d é a distância entre duas fases adjacentes.

De acordo com Glover (n.d), para uma linha de 110kv, a distância entre duas fases adjacentes está entre 3 a 5m. Neste projecto, escolheu-se o valor médio que é de 4m.

Assim, considerando $d=4m$ o diâmetro médio geométrica será:

$$D = 4\sqrt[3]{2}$$

$$D = 5,0397 m = 5039,7 mm$$

Substituindo os valores de D em r (raio do condutor), a indutância será:

$$L_k = \left[\frac{1}{2} + 4,6 \log \frac{5039,7}{\frac{19,53}{2}} \right] \times 10^{-4} [H/Km]$$

$$L_k = 0,001298 H/Km$$

A indutância total é calculada multiplicando a indutância L_k (indutância por unidade de comprimento) pelo comprimento total da linha.

$$L = L_k \times l$$

$$L = 00,1298 \times 2$$

$$L = 0,002596 H$$

4.1.5 Reactância indutiva

$$X_k = 2\pi f L_k$$

$$X_k = 2 \times \pi \times 50 \times 0,001298$$

$$X_k = 0,4076 \Omega/km$$

Reactância total será :

$$X = X_k \times l$$

$$X = 0,4076 \times 2 = 0,815144 \Omega$$

4.1.6 Capacitância

A Capacitância por unidade de comprimento será:

$$C_k = \frac{24,2}{\log \frac{D}{r}} \times 10^{-9} [F/Km]$$

$$C_k = \frac{24,2}{\log \frac{5039,7}{19,53}} \times 10^{-9}$$

$$C_k = 8,92 \times 10^{-9} = 8,92 \text{ nF/Km}$$

A capacitância total da linha será:

$$C = C_k \times l$$

$$C = 8,92 \text{ nF/Km} \times 2Km$$

$$C = 17,84 \text{ nF}$$

4.1.7 Impedância

A impedância total da linha é:

$$\bar{Z}_k = R_k + jX_k$$

$$\bar{Z}_k = 0,1646 + 0,4076j$$

Módulo:

$$|\bar{Z}_k| = \sqrt{R_k^2 + X_k^2}$$

$$|\bar{Z}_k| = \sqrt{0,1606^2 + 0,4076^2} = 0,4380 \Omega/Km$$

Fase:

$$\theta_Z = \arctan \frac{X_k}{R_k}$$

$$\theta_Z = \arctan \frac{0,4076}{0,1606} = 68,50^\circ$$

A impedância total será:

$$Z = Z_k \times l$$

$$Z = 0,4380 \times 2 = 0,876 \Omega$$

4.1.8 Queda de tensão

No sistema trifásico a queda de tensão total na linha é:

$$\Delta U = \sqrt{3} \times I_s (R \times \cos \varphi + X_L \times \sin \varphi)$$

O factor de potência $\cos \varphi = 0,9$

Logo, pela fórmula fundamental de trigonometria:

$$\sin^2 \varphi + \cos^2 \varphi = 1$$

$$\sin \varphi = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi}$$

$$\sin \varphi = \sqrt{1 - 0,9^2}$$

$$\sin \varphi = 0,4359$$

Deste modo, a queda de tensão será:

$$\Delta U = \sqrt{3} \times 210 \times (0,3212 \times 0,9 + 0,81556 \times 0,4359)$$

$$\Delta U = 234,46 \text{ V}$$

Em valores percentuais, a queda de tensão é:

$$\Delta U = \frac{\Delta U}{U} \times 100\%$$

$$\Delta U = \frac{234,46}{110000} \times 100\%$$

$$\Delta U = 0,213\%$$

De acordo com as normas, numa linha de transmissão, a queda de tensão máxima permitida deve ser de 5%. Logo, para a linha em questão, verifica-se que a de tensão está dentro do limite permitido.

4.1.9 Perdas de energia

Para uma linha trifásica, as perdas totais de energia são calculadas pela expressão:

$$P = 3 \times I_s^2 \times R$$

$$P = 3 \times 210^2 \times 0,3212$$

$$P = 42494,76 \text{ W}$$

As perdas em valores percentuais podem ser calculadas pela expressão:

$$P(\%) = \frac{P}{S \times \cos \varphi} \times 100\%$$

$$P(\%) = \frac{42494,76}{40 \times 10^6 \times 0,9} \times 100\%$$

$$P(\%) = 0,118\%$$

4.1.10 Potência máxima

A potência máxima transmitida por esta linha é:

$$S_{max} = 0,95 \times \sqrt{3} \times U \times I$$
$$S_{max} = 0,95 \times \sqrt{3} \times 110 \times 520$$
$$S_{max} = 94,11 \text{ MVA}$$

4.2 Determinação de características de Isoladores

O dimensionamento das cadeias de isoladores é condicionado pelo nível de poluição da zona onde será construída a linha.

4.2.1 Linha de fuga necessária

A linha de fuga necessária será dada por:

$$I_f = I_{fe} \times U \text{ [mm]}$$

Admitindo que a linha será construída numa zona com poluição média, a linha de fuga específica é de 20 mm/Kv. Deste modo, a linha de fuga total será:

$$I_f = 20 \text{ mm/Kv} \times 110 \text{ Kv}$$
$$I_f = 2200 \text{ mm}$$

4.2.2 Quantidade total dos isoladores na cadeia

A quantidade total de isoladores na cadeia depende de linha de fuga de uma campanula ou saia, e é dada por:

$$N^\circ \text{ de Isoladores} = \frac{I_f}{\text{linha de fuga da saia}}$$

Com base no catálogo de isoladores de vidro de suspensão, foi escolhido um isolador de vidro tipo padrão normal, com código **U080B-146-N-Z-320-C16A-B16A-V**, com a linha de fuga de **320 mm** e um peso de **4 Kg**.

Deste modo, o número total de saias na cadeia, será:

$$N^\circ \text{ de Isoladores} = \frac{2200 \text{ mm}}{320 \text{ mm}}$$
$$N^\circ \text{ de Isoladores} = 6,875$$
$$N^\circ \text{ de Isoladores} \approx 7$$

Nota: Neste projecto, apesar de ter-se determinado que o número de saias por cadeia é de 7, por questões de segurança aumentou-se mais uma saia, ficando com total de 8 por cadeia.

4.3 Cálculo Mecânico dos Condutores

A linha a ser projetada fará a interligação via T-OFF na linha CL1 que interliga a Subestação de Infulene, na Província de Maputo - Matola, à Subestação de Macia Província de Gaza, Será uma linha aérea, com um comprimento total de 2000 m, em que a transmissão de energia elétrica é feita em c.a. trifásica, com capacidade máxima de transporte de 80 MW, operando a uma frequência de 50 Hz e à tensão de 110 kV. A tabela 4.1 mostra as principais características do condutor **ACSR LYNX** que será usado para a construção da linha.

Tabela 4.1: Características do condutor **ACSR LYNX**

Descrição	Valor	Unidade
Secção total	226,20	mm^2
Secção do alumínio	183,41	mm^2
Secção do aço	42,80	mm^2
Diâmetro total	19,53	mm
Tensão de ruptura	79300	N
Módulo de young final	83400	MPa
Coefficiente de dilatação linear	18,43	$^{\circ}C^{-1} \times 10^{-6}$
Resistência eléctrica, cc $20^{\circ}C$	0,1576	Ω/Km
Peso do condutor	8460	Kg/Km

Overhead Aluminium Conductors

4.3.1 Determinação da tensão máxima de ruptura

$$t_{max} = \frac{T_r}{2,5 \times \sigma}$$

$$t_{max} = \frac{7930}{2,5 \times 226,2}$$

$$t_{max} = 14,02 \text{ daN/mm}^2$$

De acordo com os regulamentos e normas, deve-se escolher uma tensão de serviço inferior a calculada anteriormente e esta tensão deve estar no intervalo de 7 a 12 daN/mm^2 .

4.3.2 Cálculo do coeficiente de sobrecarga

O coeficiente de sobrecarga é dada pela expressão seguinte:

$$m = \frac{\sqrt{F_v^2 + W_c^2}}{W_c}$$

A força do vento sobre o condutor é:

$$F_v = \alpha \times c \times q \times d$$

Para inverno:

$$F_{v1} = 0,6 \times 1 \times 30 \times 0,01953$$

$$F_{v1} = 0,35154 \text{ daN/mm}^2$$

$$m_1 = \frac{\sqrt{F_v^2 + W_c^2}}{W_c}$$

$$m_1 = \frac{\sqrt{(0,35154)^2 + (0,846)^2}}{0,846}$$

$$m_1 = 1,06$$

Para Primavera:

$$F_{v2} = \alpha \times c \times q \times d$$

$$F_{v1} = 0,6 \times 1 \times 75 \times 0,01953$$

$$F_{v1} = 0,87885 \text{ daN/mm}^2$$

$$m_2 = \frac{\sqrt{F_v^2 + W_c^2}}{W_c}$$

$$m_1 = \frac{\sqrt{(0,87885)^2 + (0,846)^2}}{0,846}$$

$$m_1 = 1,44$$

Para verão:

$$F_{v3} = \alpha \times c \times q \times d$$

$$F_{v1} = 0,6 \times 1 \times 0 \times 0,01953 = 0$$

$$m_3 = 1$$

4.3.3 Vão crítico

$$L_{cr} = \frac{\sigma \times t_{max}}{W} \times \sqrt{\frac{24 \times \alpha \times (\theta_2 - \theta_1)}{m_2^2 - m_1^2}}$$

$$L_{cr} = \frac{226,2 \times 10}{0,846} \times \sqrt{\frac{24 \times 18,43 \times 10^{-6} \times (15 + 5)}{1,44^2 - 1,06^2}}$$

$$L_{cr} = 275 \text{ m}$$

4.3.4 Definição do vão

De acordo com o Glover, para uma tensão de 110 Kv considera-se um vão no intervalo de 250 m a 280 m. Neste trabalho considerou-se um vão de 250 m. A escolha deste valor é permitir que todos os vãos sejam iguais. Deste modo, $L = 250 \text{ m}$.

4.3.5 Estado atmosférico mais desfavorável ou pior estado atmosférico

Analisando o diagrama ou fluxograma de decisão do estado atmosférico mais desfavorável, verificou-se que $m_2 > m_1$ e $L < L_{cr}$, deste modo conclui-se que o pior estado atmosférico, ou seja o estado atmosférico mais desfavorável é o inverno.

4.3.6 Cálculo da tensão de montagem

Para a determinação da tensão de montagem é usada equação dos estados, dada na seguinte expressão:

$$\theta_i + \frac{t_i}{\alpha \times E} - \frac{m_i^2 \times W_c^2 \times L^2}{24 \times \alpha \times \sigma^2 \times t_i^2} = \theta_k + \frac{t_k}{\alpha \times E} - \frac{m_k^2 \times W_c^2 \times L^2}{24 \times \alpha \times \sigma^2 \times t_k^2}$$

Consideremos os índices i e k representam os estados de inverno e verão respectivamente.

Deste modo

Estado atmosférico mais desfavorável

$$m_i = m_1 = 1,06$$

$$\theta_i = -5^\circ C$$

$$t_i = t_{ser} = 10 \text{ daN/mm}^2$$

Estado de montagem

$$t_k = ?$$

$$\theta_k = 75^\circ C$$

$$m_k = m_3 = 1$$

Substituindo os valores na equação dos estados, teremos:

$$\begin{aligned} -5 + \frac{10}{18,43 \times 10^{-6} \times 8340} - \frac{1,06^2 \times 0,846^2 \times 250^2}{24 \times 18,43 \times 10^{-6} \times 226,2^2 \times 10^2} = \\ = 75 + \frac{t_k}{18,43 \times 10^{-6} \times 8340} - \frac{1^2 \times 0,846^2 \times 250^2}{24 \times 18,43 \times 10^{-6} \times 226,2^2 \times t_k^2} \end{aligned}$$

Reorganizando a expressão, teremos:

$$6,505918434 t_k^3 + 37,14887943 t_k^2 - 7,906039 = 0$$

Introduzindo a equação numa calculadora científica, temos:

$$t_k = 5,26 \text{ daN/mm}^2$$

4.3.7 Cálculo do parâmetro da catenária

$$P = \frac{t_k \times \sigma}{W_c}$$

$$P = \frac{5,26 \times 226,2}{0,846}$$

$$P = 1406,4 \text{ m}$$

4.3.8 Cálculo da flecha máxima

A equação da parábola formada pelo condutor em cada vão, para vãos inferiores a 500 m segundo o Glover, pode ser aproximada para:

$$y = \frac{X^2}{2P}$$

A flecha máxima ocorre no meio do vão, onde:

$$X = \frac{L}{2} = \frac{250}{2} = 125 \text{ m}$$

Então:

$$f_{max} = \frac{125^2}{2 \times 1406,4}$$

$$f_{max} = \frac{125^2}{2812,8}$$

$$f_{max} = 5,56 \text{ m}$$

A flecha máxima, pode também pode ser dada pela expressão:

$$f_{max} = \frac{m_k \times W_c \times L^2}{8 \times \sigma \times t_k}$$

$$f_{max} = \frac{1 \times 0,846 \times 250^2}{8 \times 226,2 \times 5,26} = 5,56 \text{ m}$$

4.4 Cálculo mecânico dos cabos de guarda

A tabela 4.2 mostra as principais características do condutor **ACSR GUINEA** que será usado como cabo de guarda.

4.4.1 Determinação da tensão máxima de ruptura de cabo de guarda

$$t_{max} = \frac{T_r}{2,5 \times S}$$

$$t_{max} = \frac{67567}{2,5 \times 127,5}$$

$$t_{max} = 21,19 \text{ daN/mm}^2$$

De acordo com os regulamentos e normas para cabos de guarda, deve-se escolher uma tensão de serviço inferior a calculada anteriormente e esta tensão deve estar no intervalo de 10 a 17 daN/mm².

Tabela 4.2: Características do condutor **ACSR GUINEA**

Descrição	Valor	Uidade
Secção total	127,5	mm^2
Secção do alumínio	80,58	mm^2
Secção do aço	46,96	mm^2
Diâmetro total	14,63	mm
Tensão de ruptura	67567	N
Módulo de young final	104800	MPa
coeficiente de dilatação linear	15,30	$^{\circ}C^{-1} \times 10^{-6}$
Resistência eléctrica, cc $20^{\circ}C$	0,358	Ω/Km
Peso do condutor	588,8	Kg/Km

Overhead Aluminium Conductors

4.4.2 Cálculo do coeficiente de sobrecarga

O coeficiente de sobrecarga é dada pela expressão seguinte:

$$m = \frac{\sqrt{F_v^2 + W_c^2}}{W_c}$$

A força do vento sobre o cabo de guarda é:

$$F_v = \alpha \times c \times q \times d$$

Para inverno:

$$F_{v1} = 0,6 \times 1 \times 30 \times 0,01463$$

$$F_{v1} = 0,2633 \text{ daN}/mm^2$$

$$m_1 = \frac{\sqrt{F_v^2 + W_c^2}}{W_c}$$

$$m_1 = \frac{\sqrt{(0,2633)^2 + (0,5888)^2}}{0,5888}$$

$$m_1 = 1,0954$$

Para Primavera:

$$F_{v2} = \alpha \times c \times q \times d$$

$$F_{v1} = 0,6 \times 1 \times 75 \times 0,01463$$

$$F_{v1} = 0,6583 \text{ daN}/mm^2$$

$$m_2 = \frac{\sqrt{F_v^2 + W_c^2}}{W_c}$$

$$m_1 = \frac{\sqrt{(0,6583)^2 + (0,5888)^2}}{0,5888}$$

$$m_1 = 1,50$$

Para verão:

$$F_{v3} = \alpha \times c \times q \times d$$

$$F_{v1} = 0,6 \times 1 \times 0 \times 0,01463 = 0$$

$$m_3 = 1$$

q-Pressão dinâmica do vento é nula no estado de flecha máxima.

4.4.3 Vão crítico do cabo de guarda

$$L_{cr} = \frac{\sigma \times t_{max}}{W} \times \sqrt{\frac{24 \times \alpha \times \theta_2 - \theta_1}{m_2^2 - m_1^2}}$$

$$L_{cr} = \frac{127,5 \times 10}{0,5888} \times \sqrt{\frac{24 \times 15,30 \times 10^{-6} \times (15 + 5)}{1,5^2 - 1,09^2}}$$

$$L_{cr} = 235,41 \text{ m}$$

4.4.4 Estado atmosférico mais desfavorável ou pior estado atmosférico

Analisando o diagrama ou fluxograma de decisão do estado atmosférico mais desfavorável, verificou-se que $m_2 > m_1$ e $L > L_{cr}$, deste modo conclui-se que o pior estado atmosférico, ou seja o estado atmosférico mais desfavorável é a primavera.

4.4.5 Cálculo da tensão de montagem

Para a determinação da tensão de montagem é usada equação dos estados, dada na seguinte expressão:

$$\theta_i + \frac{t_i}{\alpha \times E} - \frac{m_i^2 \times W_c^2 \times L^2}{24 \times \alpha \times \sigma^2 \times t_i^2} = \theta_k + \frac{t_k}{\alpha \times E} - \frac{m_k^2 \times W_c^2 \times L^2}{24 \times \alpha \times \sigma^2 \times t_k^2}$$

Consideremos os índices i e k representam os estados de primavera e verão respectivamente.

Deste modo,

Estado atmosférico mais desfavorável

$$m_i = m_1 = 1,09$$

$$\theta_i = 15^\circ C$$

$$t_i = t_{ser} = 13 \text{ daN/mm}^2$$

Estado de Montagem

$$t_k = ?$$

$$\theta_k = 50^\circ C$$

$$m_k = m_3 = 1$$

Substituindo os valores na equação dos estados, teremos:

$$15 + \frac{13}{15,30 \times 10^{-6} \times 10480} - \frac{1,50^2 \times 0,5888^2 \times 250^2}{24 \times 15,30 \times 10^{-6} \times 127,5^2 \times 13^2} =$$

$$= 50 + \frac{t_k}{15,30 \times 10^{-6} \times 10480} - \frac{1^2 \times 0,5888^2 \times 250^2}{24 \times 15,30 \times 10^{-6} \times 127,5^2 \times t_k^2}$$

Reorganizando a expressão, teremos:

$$6,236 t_k^3 - 2,2512 t_k^2 - 3629,882 = 0$$

Introduzindo a equação numa calculadora científica, temos:

$$t_k = 8,47 \text{ daN/mm}^2$$

4.4.6 Cálculo do parâmetro da catenária cabo de guarda

$$P = \frac{t_k \times \sigma}{W_c}$$

$$P = \frac{8,47 \times 127,5}{0,5888}$$

$$P = 1834,11 \text{ m}$$

4.4.7 Cálculo da flecha máxima

A equação da parábola formada pelo condutor em cada vão, para vãos inferiores a 500 m segundo o Glover, pode ser aproximada para:

$$y = \frac{X^2}{2P}$$

A flecha máxima ocorre no meio do vão, onde:

$$X = \frac{L}{2} = \frac{250}{2} = 125 \text{ m}$$

Então:

$$f_{max} = \frac{125^2}{2 \times 1834,11}$$

$$f_{max} = \frac{125^2}{3668,22}$$

$$f_{max} = 4,25 \text{ m}$$

A flecha máxima, pode também pode ser dada pela expressão:

$$f_{max} = \frac{m_k \times W_c \times L^2}{8 \times \sigma \times t_k}$$

$$f_{max} = \frac{1 \times 0,5888 \times 250^2}{8 \times 127,5 \times 8,47} = 4,25 \text{ m}$$

4.5 Dimensionamento dos Apoios

4.5.1 Apoios de alinhamento

Esforços relativos ao eixo x

Para um condutor temos:

$$T_{CD} x = \sigma |t_{max1} - t_{max2}|$$
$$T_{CD} x = 226,2 |10 - 10| = 0 \text{ daN}$$

Para cabo de guarda temos:

$$T_{CG} x = \sigma |t_{max1} - t_{max2}|$$
$$T_{CG} x = 127,5 |13 - 13| = 0 \text{ daN}$$

Esforços relativos ao eixo y

Para um condutor temos:

$$F_{v-CD} y = \alpha \times C \times q \times d \left(\frac{L_1 + L_2}{2} \right)$$
$$F_{v-CD} y = 0,6 \times 1 \times 30 \times 0,01953 \left(\frac{250 + 250}{2} \right)$$
$$F_{v-CD} y = 87,88 \text{ daN}$$

Para cabo de guarda temos:

$$F_{v-CG} y = 0,6 \times 1,1 \times 30 \times 0,01463 \left(\frac{250 + 250}{2} \right)$$
$$F_{v-CG} y = 72,42 \text{ daN}$$

Para cadeia de isoladores

$$F_{v-iso} y = \alpha \times c \times q \times S$$
$$F_{v-iso} y = 1 \times 1 \times 30 \times 0,306$$
$$F_{v-iso} y = 9,18 \text{ daN}$$

Esforços relativos ao eixo z

Para um condutor temos:

$$P_{CD} = W_c \left(\frac{L_1 + L_2}{2} \right)$$
$$P_{CD} = 0,864 \left(\frac{250 + 250}{2} \right) = 211,5 \text{ daN}$$

Para cabo de guarda temos:

$$P_{CG} = 0,5888 \left(\frac{250 + 250}{2} \right) = 147,2 \text{ daN}$$

Peso dos isoladores:

$$P_{isol} = n^{\circ} \text{ de saias} \times \text{peso de cada saia}$$

Logo:

$$P_{isol} = 8.4 = 32 \text{ daN}$$

O RSLEAT obriga que se calculem os esforços causados nos apoios considerando duas hipóteses diferentes. A escolha do apoio deve ser feita de modo a suportar a situação mais desfavorável:

Hipótese 1

$$F_x = n_{CD}^{\circ} \times T_{CD} + n_{CG}^{\circ} \times T_{CGx}$$

$$F_x = 3 \times 0 + 2 \times 0 = 0 \text{ daN}$$

$$F_y = n_{CD}^{\circ} \times F_{v-CD} + n_{CG}^{\circ} \times F_{v-CG} + n_{isol}^{\circ} \times F_{v-isol}$$

$$F_y = 3 \times 87,88 + 2 \times 72,42 + 3 \times 9,18 = 436,02 \text{ daN}$$

$$F_z = n_{CD}^{\circ} \times P_{CD} + n_{isol}^{\circ} \times P_{isol} + n_{CG}^{\circ} \times P_{CG}$$

$$F_z = 3 \times 211,5 + 3 \times 32 + 2 \times 147,2$$

$$F_z = 1024,9 \text{ daN}$$

Hipótese 2

$$F_x = \frac{1}{5} (n_{CD}^{\circ} \times F_{v-CD} + n_{CG}^{\circ} \times F_{v-CG})$$

$$F_x = \frac{1}{5} [3 \times 87,88 + 2 \times 72,42] = 81,67 \text{ daN}$$

$$F_y = 0 \text{ daN}$$

$$F_z = n_{CD}^{\circ} \times P_{CD} + n_{isol}^{\circ} \times P_{isol} + n_{CG}^{\circ} \times P_{CG}$$

$$F_z = 3 \times 211,5 + 3 \times 32 + 2 \times 147,2$$

$$F_z = 1024,9 \text{ daN}$$

A hipótese 1 é a pior das duas hipóteses, então o esforço total será:

$$F_H = F_x + F_y$$

$$F_H = 0 + 436,02 = 436,02 \text{ daN}$$

$$F_v = F_{z1} = 1024,9 \text{ daN}$$

4.5.2 Apoios de fim de linha

Esforços relativos ao eixo x

Para um condutor temos:

$$T_{CD} x = \sigma \times t_{max}$$

$$T_{CD} x = 226,2 \times 10 = 2262 \text{ daN}$$

Para cabo de guarda temos:

$$T_{CG} x = \sigma \times t_{max}$$

$$T_{CG} x = 127,5 \times 13 = 1657,5 \text{ daN}$$

Esforços relativos ao eixo y

Para um condutor temos:

$$F_{v-CD} y = \alpha \times C \times q \times d \left(\frac{L_1}{2} \right)$$

$$F_{v-CD} y = 0,6 \times 1 \times 30 \times 0,01953 \left(\frac{250}{2} \right)$$

$$F_{v-CD} y = 43,94,36 \text{ daN}$$

Para cabo de guarda temos:

$$F_{v-CG} y = 0,6 \times 1,1 \times 30 \times 0,01463 \left(\frac{250}{2} \right)$$

$$F_{v-CG} y = 36,20 \text{ daN}$$

Para cadeia de isoladores

$$F_{v-iso} y = \alpha \times c \times q \times S$$

$$F_{v-iso} y = 1 \times 1 \times 30 \times 0,306$$

$$F_{v-iso} y = 9,18 \text{ daN}$$

Esforços relativos ao eixo z

Para um condutor temos:

$$P_{CD} = W_c \left(\frac{L}{2} \right)$$

$$P_{CD} = 0,864 \left(\frac{250}{2} \right) = 108 \text{ daN}$$

Para cabo de guarda temos:

$$P_{CG} = 0,5888 \left(\frac{250}{2} \right) = 73,6 \text{ daN}$$

Peso dos isoladores

$$P_{isol} = N^{\circ} \text{ de saias} \times \text{peso de cada saia}$$

$$P_{isol} = 8 \times 4 = 32 \text{ daN}$$

Os esforços totais relativamente aos eixos x, y e z são:

Hipótese 1

$$F_x = n_{CD}^{\circ} \times T_{CD} + n_{CG}^{\circ} \times T_{CGx}$$

$$F_x = 3 \times 2262 + 2 \times 1657,5 = 10101 \text{ daN}$$

$$F_y = n_{CD}^{\circ} \times F_{v-CD} + n_{CG}^{\circ} \times F_{v-CG} + n_{isol}^{\circ} \times F_{v-c. isol}$$

$$F_y = 3 \times 43,94 + 2 \times 36,20 + 3 \times 9,18 = 231,76 \text{ daN}$$

$$F_z = n_{CD}^{\circ} \times P_{CD} + n_{isol}^{\circ} \times P_{isol} + n_{CG}^{\circ} \times P_{CG}$$

$$F_z = 3 \times 108 + 3 \times 32 + 2 \times 73,6$$

$$F_z = 567,2 \text{ daN}$$

Hipótese 2

$$F_x = \frac{1}{5} (n_{CD}^{\circ} \times F_{v-CD} + n_{CG}^{\circ} \times F_{v-CG})$$

$$F_x = \frac{1}{5} (3 \times 43,94 + 2 \times 36,20) = 40,84 \text{ daN}$$

$$F_y = 0 \text{ daN}$$

$$F_z = n_{CD}^{\circ} \times P_{CD} + n_{isol}^{\circ} \times P_{isol} + n_{CG}^{\circ} \times P_{CG}$$

$$F_z = 3 \times 108 + 3 \times 32 + 2 \times 73,6$$

$$F_z = 567,2 \text{ daN}$$

A hipótese 1 é a pior das duas hipóteses, então o esforço total será:

$$F_H = F_x + F_y$$

$$F_H = 10101 + 231,76 = 10332,76 \text{ daN}$$

$$F_{vert} = F_z = 567,2 \text{ daN}$$

4.5.3 Distância dos condutores ao solo

$$D = 6,0 + 0,005 \times U$$

$$D = 6 + 0,005 \times 110 = 6,55 \text{ m}$$

4.5.4 Distância dos condutores as árvores

$$D = 2,0 + 0,0075 \times U$$

$$D = 2,0 + 0,0075 \times 110 = 2,825 \text{ m}$$

4.5.5 Distância dos condutores aos edifícios

$$D = 3,0 + 0,0075 \times U$$

$$D = 3,0 + 0,0075 \times 110 = 3,825 \text{ m}$$

4.5.6 Distância dos condutores a obstáculos diversos

$$D = 2,0 + 0,0075 \times U$$

$$D = 2,0 + 0,0075 \times 110 = 2,825 \text{ m}$$

4.5.7 Distância entre os condutores

$$D = K \sqrt{f + d} + \frac{U}{150}$$

$$D = 0,6 \sqrt{5,26 + 1,2} + \frac{110}{150}$$

$$D = 2,3 \text{ m}$$

4.5.8 Distância entre os condutores nus e os cabos de guarda

A distância entre os condutores nus e os cabos de guarda, próximo da fixação aos apoios, não deverá ser inferior à distância entre os condutores calculada onde $D = 2,3 \text{ m}$

4.5.9 Distância entre os condutores e os apoios

Para condutores nus em repouso:

$$D = 0,10 + 0,0065 \times U,$$

$$D = 0,10 + 0,0065 \times 110 = 0,815 \text{ m}$$

Para condutores nus desviados pelo vento:

$$D = 0,0065 \times U,$$

$$D = 0,0065 \times 110 = 0,715 \text{ m}$$

4.6 Simulação

As figuras abaixo mostram os resultados das simulações da linha quando esta ligada a 50% e a 100% da carga prevista.

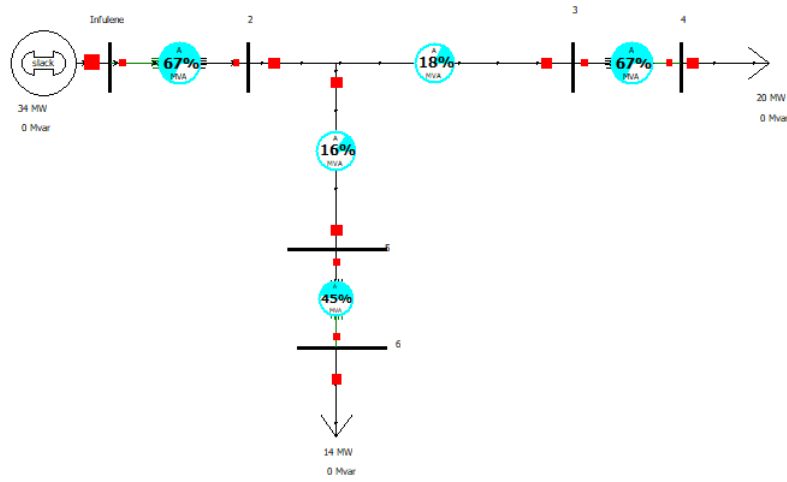


Figura 4.1: Simulação da linha a meia carga

(Autor, 2024)

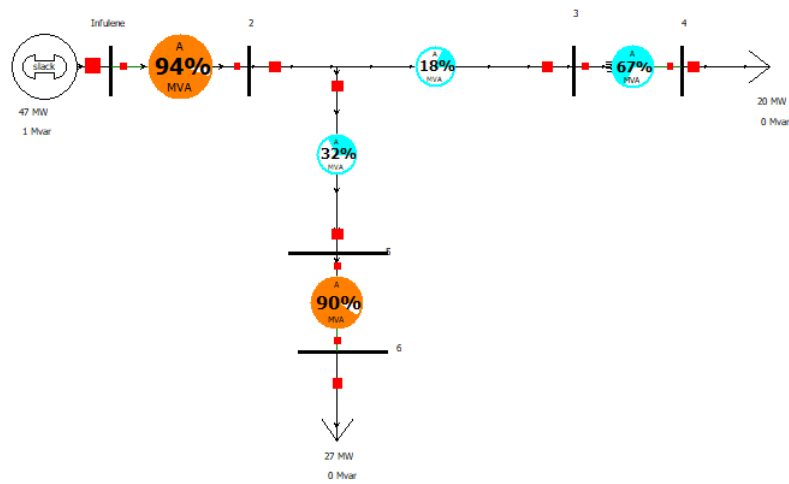


Figura 4.2: Simulação da linha a plena carga

(Autor, 2024)

Capítulo 5

Discussão dos Resultados

5.1 Discussão de Cálculo Eléctrico

A fase do cálculo eléctrico é essencial para a realização de um projeto de uma linha de transmissão, uma vez que a sua finalidade é garantir que as limitações técnicas impostas pelos condutores não sejam excedidas. É nesta fase que é possível determinar a secção transversal dos condutores, conhecendo a intensidade de corrente de serviço, resta depois calcular as características eléctricas da linha: resistência eléctrica, perdas de energia e quedas de tensão.

No cálculo da queda de tensão é necessário conhecer a resistência eléctrica do condutor a sua reactância e a intensidade da corrente já calculada em condições nominais. O valor determinado foi de 234,46V, o que corresponde a 0,213% da tensão nominal.

De acordo com as normas a queda tensão máxima permitida numa linha deve ser de 5%. No entanto, na prática isto só se verifica nas linhas com um menor comprimento, pois quanto maior for o comprimento da linha, resistência do condutor aumenta, conseqüentemente, aumenta também a queda de tensão.

De acordo o documento de Activos da Rede Nacional de Transporte (RNT) publicado pela EDM, a maioria das linhas de transmissão da rede nacional não verificam o limite da queda de tensão estabelecida pelas normas que é de 5%.

E para reduzir este fenómeno a EDM usa sistema de compensação reactiva e sistemas de reguladores de tensão em carga (Tap-Changer).

Outra grandeza calculada são as perdas de potência devido ao efeito de Joule. O valor potência encontrada neste projecto foi de aproximadamente 42,5kW ou 0,0425MW que corresponde 0,118% da potência nominal que é de 36MW. Este valor de perdas é muito insignificante se comparado com a potência nominal.

5.2 Discussão do Cálculo Mecânico

O cálculo mecânico de uma linha de transmissão é realizado com o intuito de garantir que a mesma estará em condições de suportar todos os esforços mecânicos a que será sujeita em diferentes condições atmosféricas.

Estes cálculos e análises, servem para projectar os esforços a que os apoios estarão sujeitos e qual a altura que os mesmos deverão possuir de forma a cumprirem o Regulamento de Segurança de Linhas

Eléctricas de Alta Tensão (R.S.L.E.A.T.). Mais concretamente, pretende-se com este cálculo, obter as tensões mecânicas de montagem dos cabos, verificar a estabilidade dos apoios e verificar que os condutores respeitam as distâncias mínimas de segurança aos diferentes elementos existentes em redor (habitações, estradas, ferrovias, cursos de água, e outras linhas existentes).

5.2.1 Para condutores

A partir do catálogo dos condutores nus usados para as linhas de transmissão, foram conhecidas as características do condutor ACSR LYNX usado neste projecto. De seguida determinou-se a tensão máxima de ruptura que foi de $14,02 \text{ daN/mm}^2$. Usualmente consideram-se para os condutores tensões mecânicas máximas compreendidas entre os 7 a 12 daN/mm^2 .

Para este projecto foi escolhido uma tensão de serviço de 10 daN/mm^2 , foram também calculadas os parâmetros tais como: o coeficiente de sobrecarga e vão crítico. Estes parâmetros são importantes, pois permitem determinar o estado atmosférico mais desfavorável (através da consulta de uma árvore de decisão apresentada na Figura 2.10). De acordo os valores encontrados o estado atmosférico mais desfavorável é o inverno. Usando o estado tipo inverno e o estado de verão ou estado de flecha máxima que é sempre usado na equação dos estados, determinou-se a tensão de montagem dos condutores que foi de $5,26 \text{ daN/mm}^2$, e o valor da flecha máxima que foi de $5,56 \text{ m}$.

5.2.2 Cabos de guarda

Para o cabo de guarda usou-se o condutor ACSR GUINNEA ao invés de OPGW visto que não haverá necessidade de estabelecer uma linha de telecomunicações ao longo desta linha. A partir do catálogo, foram conhecidas as características do condutor ACSR GUINNEA.

Normalmente a tensão mecânica máxima para o cabo de guarda varia entre 10 e $17 [\text{daN/mm}^2]$, para cabo de guarda foi escolhido o valor de 13 daN/mm^2 e de seguida determinou-se coeficientes de sobrecarga, tensão de montagem usando a equação dos estados com o valor da tensão de montagem pode-se determinar o parâmetro da catenária que foi de $1834,11 \text{ m}$, e o valor da flecha máxima será de $4,25 \text{ m}$. A flecha máxima do cabo de guarda é inferior à obtida para o condutor.

5.2.3 Apoios

Este projecto possui dois tipos de apoios, nomeadamente: apoios de fim de linha e apoios de alinhamento. O dimensionamento dos apoios foi feito com base nas duas hipóteses dadas no Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão (RSLEAT).

A diferença entre estes dois tipos apoios está no facto de que os apoios de fim de linha obrigatoria as cadeias de isoladores de amarração e nestes apoios os esforços são calculados num único vão adjacente ao apoio, enquanto que os apoios de alinhamento as cadeias de isoladores são de suspensão e os esforços são calculados nos dois vãos adjacentes ao apoio. Em ambas hipóteses dada no RSLEAT a força vertical (força na direcção Z), é sempre a mesma.

No dimensionamento, sempre escolheu-se a pior hipótese (aquele que tem maior valor da força horizontal, que é a soma das forças na direcção x e y).

Para este projecto, a pior hipótese foi a hipótese 1, com uma força vertical de $1024,9 \text{ daN}$ e com uma força horizontal de $436,02 \text{ daN}$, no caso dos apoios de alinhamento. Para os apoios de fim de linha encontrou-se uma força vertical de $567,2 \text{ daN}$ e uma força horizontal de $10332,76 \text{ daN}$ para a pior hipótese, que é a hipótese 1.

Com base nos valores dos esforços encontrados, fabricante vai fornecer os apoios com capacidade de

suportar esses esforços nas condições mais desfavoráveis. De salientar que neste projecto obriga o uso de apoios metálicos tipo delta visto que tem maior tempo de vida útil e suportam maior peso, os condutores estarão em esteira. Usualmente a EDM para zonas planas altura das torres para este nível de tensão usa 18m.

5.2.4 Características de isoladores da linha em causa

Para determinar os isoladores a aplicar nesta linha foi necessário saber o tipo de ambiente que se faz sentir na zona onde será construída a linha, assim sendo recorreu-se a tabela 2.3 das características dos diferentes níveis de poluição.

Neste projecto foi escolhido o nível de poluição média com linha de nominal específica mínima entre a fase e a terra de 20 mm/kV visto que é uma zona com densidade habitacional considerável, submetido frequentemente a ventos e queda de chuvas não contaminado por elementos poluente e encontra-se não próxima da costa.

O isolador a aplicar nesta linha será do tipo padrão normal, vidro temperado, e linha de fuga de 320 mm. Neste projecto, apesar de ter-se determinado que o número de isoladores por cadeia é de 7, por questões de segurança aumentou-se mais uma saia, ficando com total de 8 por cadeia.

5.2.5 Simulações

Quando ligada uma carga de 50% da carga nominal, a linha funciona a 16% da sua capacidade, e se ligada a plena carga a linha funciona a 32% da sua capacidade. visto isto, a linha tem disponibilidade de um possível crescimento de carga.

Capítulo 6

Conclusões

Durante a realização desta monografia, que teve como objecto de estudo projecto foi de dimensionamento de linha de transmissão, chegou-se as seguintes conclusões:

Nos projectos de dimensionamento de linhas aéreas de alta tensão deve-se obrigatoriamente usar regulamentos e normas aprovado pelo governo. Em Moçambique não existe regulamento de linhas de alta tensão aprovado pelo governo, entretanto, usamos o regulamento conhecido como Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão (RSLEAT). Este regulamento é Europeu, cujo a versão em português foi aprovado pelo conselho de Ministros de Portugal no ano de 1993. Visto o RSLEAT não fornece todas as expressões para o cálculo foi necessário também a consulta de outros artigos elaborados por outros autores. O dimensionamento de uma linha de transmissão aérea está dividida em duas partes principais: o cálculo eléctrico e cálculo mecânico.

Os materiais e equipamentos necessários a serem dimensionados são: condutores, cabos de guarda, isoladores e apoios. De ponto de vista eléctrico, os materiais dimensionados são os condutores e os isoladores. Para os condutores, o objectivo foi de calcular a queda de tensão e as perdas de potência devido ao efeito de Joule. No caso dos isoladores foi calculada a linha de fuga total, que depende do nível de poluição da zona onde será implantada a linha, este valor permite-nos determinar a quantidade total de isoladores na cadeia. De ponto de vista mecânica, para os condutores e cabos de guarda determinam-se as tensões de montagem de modo que no pior estado atmosférico essas tensões não ultrapassem o valor limite da tensão dos cabos (ruptura). De acordo com os valores encontrados, a tensão de montagem dos condutores é inferior em relação a tensão de montagem dos cabos de guarda, isto significa que durante a montagem, os cabos de guarda devem ser mais esticados em relação aos condutores. O calculo mecânica também envolve o dimensionamento dos apoios, onde calculam-se todos os esforços que devem ser suportados pelos mesmos e os cálculos devem ser verificados nas condições de estado mais desfavorável.

A simulação da linha foi feita no Power World Simulator (PWS). A potência flui normalmente da fonte para a carga sem nenhuma sobrecarga da linha de transmissão, isto significa que os parâmetros necessários para simulação da linha no PWS foram devidamente calculados.

6.1 Recomendações Para Trabalhos Futuros

Existindo uma linha redundante de 110kV (CLR) pode-se projectar um transformador de 110/66(kV) onde as subestações de Khongolote e Muhalaze terão uma redundância a partir do barramento de

66kV na Manhiça, visto que estas subestações só dependem da linha de 66kV (DL29) partindo da subestação de infulene.

Referências bibliográficas

1. ABERDARE. (1946). *Overhead Aluminium Conductors*;
2. CARDOSO, S. (2020). *Manual de metodologia da pesquisa. Faculdade Luciano Feijão Sobral*;
3. CHECA, L.(1988). *Líneas de Transporte de Energía. 2ª Edição*;
4. Direcção de Serviços de Energia Eléctrica, “*Edição DGE do Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão,*” Abril de 1993;
5. Electricidade de Moçambique (2024). *Activos da rede nacional de transmissão*;
6. FIGUERREDO, M. (2009). *Projecto de Linha Aérea de Alta Tensão com Estudo do Comportamento Longitudinal das Cadeias de Isoladores*;
7. GLOVER, J. & SARMA,M.& OVERBYE,T.(n.d.).*Power System Analysis and design. Fifth edition*;
8. LABEGALINI, P. R. et. al. (1992) *Projetos Mecânicos das Linhas Aéreas de Transmissão*.Editora Edgard Blucher LTDA.
9. MARCONI,M.& LAKATOS,E.(2017). *Fundamentos de metodologia científica–SãoPaulo*.
10. PREDANOV,C.& FREITAS,E.(2013).*Metodologia do trabalho científico: Métodos e técnicas da pesquisa e do trabalho acadêmico. 2ª Edição*.
11. MOURA, A. & MOURA, A. & ROCHA, E. (2019). *Transmissão de energia em corrente alternada- UFC*.
12. MATEUS, C. (2019). *Caracterização e Análise de Anomalias Detetadas em Inspeção de Linhas de Transmissão de Energia Eléctrica em Muito Alta Tensão, em Portugal Continental*;
13. RAMIRES, J. (2008). *Projecto de linha de alta tensão – Estudo do comportamento eléctrico*;
14. TEIXEIRA, D. (2017). *Projeto de uma Linha Aérea de Alta Tensão.Viabilidade Técnica e Económica na Aplicação da Tecnologia Cross-Bonding numa Linha Subterrânea*;
15. TEXPI. (2011). *Catálogo de Isoladores de Vidro de Suspensão*.

Anexos

Anexo A: Diagrama Funcional Actual

Anexo B: Diagrama Funcional com linha Rendudante