



FACULDADE DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELETROTÉCNICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉCTRICA
RELATÓRIO DE ESTÁGIO PROFISSIONAL

Título:

Análise do desempenho da linha DL-06 que alimenta a subestação da Machava a partir da subestação de Infulene Província de Maputo, distrito da Matola.

AUTOR:

Elton Guambe

SUPERVISOR:

Eng^o Gérson Zango

Maputo, Maio de 2023



FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELETROTÉCNICA

CURSO DE ENGENHARIA ELÉCTRICA

RELATÓRIO DE ESTÁGIO PROFISSIONAL

Título:

**ANÁLISE DO DESEMPENHO DA LINHA DL-06 QUE ALIMENTA A SUBESTAÇÃO
DA MACHAVA A PARTIR DA SUBESTAÇÃO DE INFULENE PROVÍNCIA DE
MAPUTO, DISTRITO DA MATOLA.**

AUTOR:

Elton Guambe

SUPERVISOR:

Eng^o Géron Zango

Maputo, Maio de 2023



FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

CURSO DE ENGENHARIA ELÉCTRICA

DECLARAÇÃO DE HONRA

Eu, Elton Guambe, declaro que este trabalho nunca foi apresentado para obtenção de qualquer grau ou num âmbito e que ela constitui o resultado do meu labor individual.

Maputo, 26 / 05 / 2023

(Elton Guambe)

DEDICATÓRIA

Dedico este Projeto do Curso, meu pai ALBERTO Zacarias Ngulele,

Minha mãe Berta Alberto Guambe, minha esposa Lina Jorge Mandlate, minha irmã Yolanda Alberto Ngulele, familiares e a todos que influenciaram diretamente ou indiretamente na minha trajetória.

AGRADECIMENTO

Um Muito Obrigado a todos aqueles que me ajudaram e apoiaram de alguma forma a atingir esta importante meta em especial a minha esposa Lina Jorge Mandlate.

Ao Eng.^o Géron Zango, por ter aceitado ser meu supervisor neste trabalho e pela disponibilidade em todos momentos que foi preciso para auxiliar. Ao Eng.^o Hugo Américo Tamele por ter sido o meu supervisor da EDM e ter contribuído para na consulta de dados primordiais na obtenção deste projecto, ao eletrotécnico Armindo Ferreira por ter disponibilizado a linha que faz parte da sua tutela DL-6 e ter ajudado na obtenção dos principais problemas que a linha apresenta,

Ao Director Solomone Manhique por me ter concedido o estágio na DTSUL (Divisão de Transporte Sul), a todos chefes e técnicos dos departamentos das Protecções, DIL e DEP que estiveram disponíveis para esclarecer todas as dúvidas relacionadas ao estágio.

A todos os professores do DEEL (Departamento de Engenharia Electrotécnica) que têm contribuído bastante de maneira positiva na obtenção do grau académico pretendido.

RESUMO

Este presente trabalho apresenta uma sugestão de Análise do desempenho da linha DL-06 que alimenta a subestação da Machava a partir da subestação de Infulene Província de Maputo, distrito da Matola.

Serão projetados e analisados os parâmetros necessários para o melhor funcionamento deste tipo de sistemas, em seguida fara-se a estimativa do custo para a concretização deste projeto. Ao se fazer análise do desempenho da linha e constatar-se que os condutores estão submetidos a esforços fora das suas especificações, será escolhido um cabo com secção imediatamente superior onde em seguida será submetido a testes dos esforços eléctricos e mecânicos para ver a sua fiabilidade. Será também dimensionado os apoios que iram suportar o peso dos condutores e a cargas dos componentes da rede eléctrica em estudo.

Os desenhos de algumas peças serão feitos recorrendo a ferramenta computacional (autocad).

Palavra – chave: rede de transporte de energia eléctrica, transformador, condutores

Índice

1 Conteúdo

Declaração de Honra	i
Dedicatória	ii
AGRADECIMENTO	iii
RESUMO	iv
LISTA DE SÍMBOLOS	viii
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	x
ÍNDICE DE FIGURAS	xii
ÍNDICE DE TABELAS	xii
1 APRESENTAÇÃO DO TRABALHO	1
1.1 Introdução:	1
1.2 Formulação do problema	1
1.3 Justificativa	2
1.4 Objectivos	3
1.4.1 Objectivo geral:	3
1.4.2 Objectivos específicos:	3
1.5 Metodologia	3
1.6 FUNDAMENTOS TEÓRICOS	5
1.6.1 Generalidade sobre Sistema Eléctrico de Potência	5
1.7 Linhas Aéreas de Alta Tensão	5
1.8 Transmissão em CC	5
1.9 Transmissão em AC	6
1.10 Componentes de uma linha de transmissão aérea	6
1.10.1 Condutores	6
1.10.2 Isoladores	7
1.10.3 Apoios	9

1.10.4	Armações.....	11
1.10.5	Transformador de corrente (TC)	12
1.10.6	Transformador de tensão	12
1.10.7	Cabo de Guarda	13
1.10.8	Para-raios.....	14
1.10.9	Maçiços de fundação	15
2	CARACTERÍSTICAS ACTUAIS DA DL-6.....	15
2.1	Problemas na operacionalidade da DL-6.....	16
2.2	Medidas por adoptar para solucionar os problemas	16
2.3	Interrupções frequentes no fornecimento de energia eléctrica aos consumidores.....	16
2.4	Análise de desempenho da linha DL-6.....	17
2.4.1	Possíveis efeitos provenientes dos defeitos acima apresentados.....	18
2.4.2	Soluções para os problemas apresentados.....	18
2.4.3	Medidas a adoptar com vista a minimizar as interrupções no fornecimento de energia	19
2.4.4	Redimensionamento da linha DL-6.....	19
3	PROJECTO ELÉCTRICO DA LINHA	20
3.1	Memória descritiva e justificativa	20
3.2	Determinação da Demanda.....	20
3.2.1	Previsão da carga.....	20
3.2.2	Cálculo eléctrico da linha	21
3.2.3	Determinação de secção de condutores.....	22
3.3	Escolha dos TC's e TT's.....	26
3.3.1	Escolha TC's (Transformadores de corrente)	26
3.4	Protecção do sistema.....	27
3.4.1	Escolha do disjuntor geral	27
3.4.2	Ajustes adequados para os relés de protecção.....	28

3.4.3	Dimensionamento do Pára-raios	29
3.5	Dimensionamento de isoladores	30
3.6	Escolha do Seccionador	31
4	CÁLCULOS MECÂNICO.....	31
4.1	Dimensionamento mecânico do condutor	32
4.1.1	Tensão máxima de tração	32
5	ESPECIFICAÇÃO DE APOIOS	32
5.1	A altura dos apoios fora do solo ou altura útil.....	33
5.2	Dimensionamento Mecânico dos apoios	33
5.2.1	Vão Crítico:	34
5.2.2	Obtenção do valor das flechas.....	36
5.2.3	Cálculo de distância entre condutores	36
5.2.4	Cálculo da distância entre condutores aos obstáculos no solo	37
6	Sistemas de aterramento para os apoios	38
7	ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS E ESTIMATIVA DE CUSTOS	39
7.1	Custos de aquisição de material.....	39
7.2	Mão-de-obra	40
8	CONSIDERAÇÕES FINAIS	41
8.1	Conclusão	41
8.2	Recomendações	41
9	Referências Bibliográficas	42

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Designação do Símbolo	Unidade	Designação da Unidade
R_{60}	Resistência Eléctica a 60 °C	Ω	Ohm
R_{20}	Resistência Eléctica a 20°C	Ω	Ohm
$\cos\varphi$	Factor de potência	Un	Unidimensional
Z_{cc}	Impedância de curto-circuito	Pu	Valor por unidade
do transformador			
γ	Taxa de aumento da carga	Un	Unidimensional
I_{cc}	Corrente de curto-circuito	A	Ampere
H	Altura	m	Metro
Z	Impedância da rede	Pu	Valor por unidade
S_{inst}	Potência Instalada	MVA	Mega-Volte Ampere
I_s	Corrente de serviço	A	Ampere
Sc	Secção económica do condutor	mm	Milímetro quadrado
T	Temperatura	°C	Graus Célsius
P_j	Perdas por efeito de Joule	W	Watt
L_f	Linha de Fuga	mm	Milímetro
α_t	Coefficiente de temperatura	1/°C	Unidade por grau Célsius
N	Número de anos	Un	Unidimensional
U	Tensão	V	Volt
Σ	Densidade económica	A/mm ²	Ampere por milímetro
quadrado			
R_b	Raio médio geométrico	mm	Milímetro
L'	Indutância por Kilómetro	Ω/Km	Ohm por Kilómetro
R'	Resistência por Kilómetro	Ω/Km	Ohm por Kilómetro
U_R	Tensão Nominal do Pára-raios	V	Volt
U_{Transp}	Tensão de transporte	V	Volt
ρ	resistividade	$\Omega.mm^2/km$	ohm milímetro quadrado por metro

P_s	Carga de Segurança	Kg	Kilograma
P	Carga de Ruptura	Kg	Kilograma
α_s	Coeficiente de segurança	Un	Unidimensional
σ_0	Tensão de segurança	Kg/mm^2	Kilograma por milímetro quadrado
A	Secção nominal do condutor	mm^2	Milímetro quadrado
v_{Cr}	Vão crítico	m	Metro
θ_v	Temperatura na Hipótese de verão	$^{\circ}C$	Grau Célsius
θ_a	Temperatura na Hipótese de inverno	$^{\circ}C$	Grau Célsius
δ	Coeficiente de dilatação linear	$1/^{\circ}C$	Unidade por Grau Célsius
F_v	Peso aparente do condutor na hipótese de verão	$N/(m \cdot mm^2)$	Newton por metro milímetro quadrado
F_a	Peso aparente do condutor na hipótese de inverno	$N/(m \cdot mm^2)$	Newton por metro milímetro quadrado
F_0	Peso próprio do condutor	$N/(m \cdot mm^2)$	Newton por metro milímetro quadrado
F_{vc}	Força do vento sobre o condutor	$N/(m \cdot mm^2)$	Newton por metro milímetro quadrado
C	Coeficiente de forma	Un	Uni-dimensional
Q	Pressão dinâmica do vento	P_a	Pascal
ϕ	Diâmetro do condutor	mm	milímetro
t_m	Tensão de montagem	Kg/mm^2	Kilograma por milímetro quadrado
θ_m	Temperatura de montagem	$^{\circ}C$	Grau célsius
D	Vão de montagem	m	metro
E	Módulo de elasticidade	N/mm^2	Newton por milímetro quadrado
P_0	Peso do condutor	$Kg/(m \cdot mm^2)$	Kilograma por metro milímetro quadrado
T_m	Tracção de montagem	Kg	Kilograma
f_m	Flecha máxima	m	Metro
P_e	Profundidade de encastramento	m	Metro
H_u	Altura útil	m	Metro
E_s	Espia	m	Metro
D	Distância	m	Metro

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABC: Aerial Bundled Cables APC:

A – Ampere

AutoCAD: Autodesk Computer Aided Design

DEEL: Departamento de Engenharia Electrotécnica

D – Distância entre condutores

EDM: Electricidade de Moçambique

F – Frequência

H – Altura do poste

h – Altura útil do poste

Icc - Corrente de curto-circuito

I_p: corrente nominal no primário do transformador

I_s: corrente nominal no secundário do transformador

kW – kilo-Watts

kVA – kilo-volts-amperes

Kg – quilograma

Km – kilo-metro

L: comprimento máximo do condutor entre dois aterramentos

LMT: comprimento da linha de Média

MZN – Metical

P_n – Potência nominal

P_c – Potência activa de carga

PA – Potência actual

R – Resistência eléctrica

S_n – Potência aparente nominal

S_{cc} -Potência aparente de curto-circuito

S: secção geométrica dos condutores.

SEP: Sistema Eléctrico de Potência

Tensão: carga da iluminação pública em kW

UI – Tensão de linha

UEM: Universidade Eduardo Mondlane

V – Volts

$\cos\varphi$ - Factor de potência

ΔP – Perdas de energia

ΔV – Queda de tensão

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Estrutura básica de transmissão em CC.....	6
Figura 2 Cabo de alumínio com alma de aço - ACSR 30/7.....	7
Figura 3: Cadeia de isoladores em suspensão e de amarração	7
Figura 4 Armação em esteira horizontal e vertical.....	11
Figura 5: Armação em triângulo.....	11
Figura 6: transformador de corrente.....	12
Figura 7: transformador de tensão	13
Figura 8: efeito nos apoios com cabo de guarda sujeitos a descargas atmosféricas ou defeito	14
Figura 9: efeito nos apoios sem cabo de guarda sujeitos a descarga atmosférica ou defeito...	14
Figura 10: para-raio	15
Figura 11: Representação de uma linha de transmissão curta.....	24

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Classe de isoladores	8
Tabela 2: Tipos de isoladores (vantagens e desvantagens)	9
Tabela 3: Resumo dos valores a considerar para os cálculos da linha	33
Tabela 4: Hipótese de vento e condições de flecha numa zona litoral	35
Tabela 5: Custos de aquisição de material	39
Tabela 6: Mão-de-obra.....	40

Apêndice

Apêndice 1 Demonstração da localização da SE-Machava via Google Map	AP 1.1
Apêndice 2 Demonstração da localização da SE-Infulene via Google Map.....	AP 2.2
Apêndice 3 Esquemas típico de uma Subestação.....	AP 3.3
Apêndice 4 Visão geral da subestação:	AP 4.4
Apêndice 5 Perfil da entrada na SE-Machava.....	AP 5.5
Apêndice 6 Características do cabo para alimentar a SE-Machava	AP 6.6

Anexos

Anexo 1 Pressão dinâmica do vento.....	A 1.1
Anexo 2 Coeficiente de forma.....	A 2.2
Anexo 3 Tabela de cabos condutores	A 3.3
Anexo 4 características dos condutores mais usados pela EDM.....	A 4.4
Anexo 5 Tensões nominais dos pára-raios	A 5.5
Anexo 6 Densidade de corrente económica em Amm^2	A 6.6
Anexo 7 Tabelas para o dimensionamento do seccionador	A 7.7
Anexo 8 Tipos de apoios e níveis de tensão.....	A 8.8
Anexo 9 Coeficiente de linha de fuga para os isoladores.....	A 9.9
Anexo 10: tabelas de escolha dos TC's e VT's.....	A 10.10
Anexo 11: Tabela do tempo de ajuste de reles da família CO-8.....	A 10.11

1 APRESENTAÇÃO DO TRABALHO

1.1 Introdução:

A energia eléctrica adquiriu uma importância especial nos nossos dias, pois permite resolver de maneira reactivamente simples os mais complexos problemas em todos os sectores da vida moderna. Actualmente com o surgimento do projecto PERIP (Power Efficiency and Reability Improvement Project) na EDM faz com que a empresa Electricidade de Moçambique (EDM) tenha disponíveis novos transformadores de potência nas subestações, o que eleva a necessidade na capacidade exigida nos cabos condutores e outros equipamentos usados nas linhas eléctricas.

Por outro lado a subestação da Machava tinha um transformador de potencia de 38 MVA, actualmente foi substituído o antigo transformador por 2 (dois) de 40 MVA cada, fazendo com que a subestação tenha elevação da potencia instalada para 80 MVA sendo alimentado por duas linhas de 66KV nomeadamente DL-06 que parte da subestação de Infulene e DL-13 que parte da subestação SE-Matola 275, ambos localizados na província de Maputo no município da Matola. Ao longo da linha DL-06 tem-se apresentado alguns pontos com componentes obsoletos nomeadamente: apoios com fissuras, isoladores poluídos e terras de protecção rompidos nos apoios. Relativamente ao cabo, ele não oferece segurança por conta da fadiga, visto que foi instalado em 1991 e que não foi dimensionado tendo em conta a situação da demanda atual. Ao efetuar-se a análise do desempenho desta linha (DL-6) e se constatar que os valores obtidos não estão dentro dos parâmetros estabelecidos pelas normas, será feito um novo dimensionamento de modo a corrigir as falhas.

1.2 Formulação do problema

Segundo Lakatos & Marconi (1992), para ser considerado apropriado, o problema deve ser analisado sobre os seguintes aspectos de valoração: viabilidade, relevância, novidade, exequibilidade e oportunidade.

A SE-Machava é alimentada por duas linhas em paralelo que são DL-06 e DL-13. No caso da falha da linha DL-13, a DL-06 não suporta a carga na totalidade. A análise do desempenho da

linha DL-06 surge como propósito de transmitir energia de qualidade com o mínimo de interrupções durante a transmissão, Isto porque esta linha tem apresentado sérios riscos relativamente ao nível de segurança devido a danificação avançada de seus componentes e o condutor que esta instalado desde 1991. Só para acrescentar, são alimentados por SE-Machava cargas maioritariamente industriais. Deste modo, interrupção da linha DL-13 de maneira não programada faz com que muitas empresas assim como a própria concessionaria tenha perdas na faturação assim como a soma de vários prejuízos, o que seria colmatado com o melhoramento do desempenho da DL-06.

1.3 Justificativa

Para Lakatos & Marconi (1992), 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.

Um bom monitoramento no funcionamento das linhas eléctricas traz melhores resultados e benefícios aos consumidores assim como para a concessionária da rede eléctrica, visto que serão reduzidos os tempos de indisponibilidade no fornecimento de energia para se dar espaço a manutenções corretivas. No momento em que se incrementa um novo equipamento ou carga que não foi prevista no dimensionamento da linha, é ideal que se faça a análise do comportamento dos elementos constituintes desta mesma linha, verificando-se desde o comportamento dos pontos quentes nas conexões. De acordo com o tema e os objectivos aqui descritos, vê-se a relevância de analisar o desempenho da linha DL-06 visto que no âmbito do seu dimensionamento tinha apenas um transformador de 38MVA na SE-Machava e o cabo usado suporta no máximo 530 A e actualmente substitui-se o transformador anterior por dois de 40 MVA cada, que estão funcionando abaixo da sua capacidade nominal e a outra margem da potência é suportada pela DL-13 que funciona em paralelo com a DL-06. Nestas condições, percebe-se que se os dois transformadores em simultâneo atingirem 76% da sua capacidade nominal e houver falha na DL-13, o cabo da DL-06 poderá não suportar aos esforços que estará sujeito.

1.4 Objectivos

1.4.1 Objectivo geral:

- Analisar o desempenho da linha DL-06 que alimenta a subestação da Machava.

1.4.2 Objectivos específicos:

- Avaliar os parâmetros das protecções da linha DL-06;
- Verificar o desempenho dos dispositivos existente no sistema da DL06;
- Propor solução de modo a evitar falhas do sistema actual.

1.5 Metodologia

Para a elaboração deste projecto serão usadas duas metodologias: Revisão Bibliográfica e Pesquisa de Campo.

Pesquisa bibliográfica: Segundo Vergara (2000), a pesquisa bibliográfica é desenvolvida a partir de material já elaborado, constituído, principalmente, de livros e artigos científicos e é importante para o levantamento de informações básicas sobre os aspectos direta e indiretamente ligados à nossa temática. A principal vantagem da pesquisa bibliográfica reside no fato de fornecer ao investigador um instrumental analítico para qualquer outro tipo de pesquisa, mas também pode esgotar-se em si mesma.

Pesquisa de Campo: A pesquisa de campo envolve por sua vez as técnicas de coleta de dados são um conjunto de regras ou processos utilizados por uma ciência, ou seja, corresponde à parte prática da coleta de dados (LAKATOS & MARCONI, 2001).

Durante a coleta de dados, diferentes técnicas podem ser empregadas, sendo mais utilizados: a entrevista, o questionário, a observação e a pesquisa documental.

Neste trabalho será usada a entrevista.

Entrevista: Segundo Cervo & Bervian (2002), a entrevista é uma das principais técnicas de coletas de dados e pode ser definida como conversa realizada face a face pelo pesquisador

junto ao entrevistado, seguindo um método para se obter informações sobre determinado assunto.

1.6 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

1.6.1 Generalidade sobre Sistema Eléctrico de Potência

SEP é um sistema interligado para distribuir electricidade dos produtores aos consumidores. É constituída de centrais de geração que produzem energia eléctrica, linhas de transmissão em alta tensão que transportam electricidade a partir das fontes distantes até aos centros de carga e as redes de distribuição que ligam consumidores individuais.

1.7 Linhas Aéreas de Alta Tensão

Designa-se por linha, um circuito simples constituído por um certo número de condutores adequado ao tipo de corrente a transmitir (corrente contínua ou corrente alternada). Quando se fala em linha aérea de alta tensão trata-se de um circuito de corrente alternada polifásica, estando a linha suportada por postes ao longo do seu trajecto. Como, a maior parte do isolamento é feito pelo ar, as linhas aéreas de alta tensão são de um modo geral o método mais barato de transmissão de energia a larga escala. Os postes que sustentam os condutores são geralmente metálicos ou de betão de acordo com os esforços que têm que suportar e os condutores são em alumínio ou alumínio reforçado com aço.

1.8 Transmissão em CC

Na transmissão em corrente contínua as reactâncias indutiva e capacitiva deixam de ter efeito resultando menores perdas de tensão. É um sistema de elevada performance que é normalmente utilizado para transporte de grandes potências em grandes distâncias, devido ao seu custo global elevado, as perdas de potência em corrente contínua são muito inferiores as do transporte da mesma potência em corrente alternada trifásica.

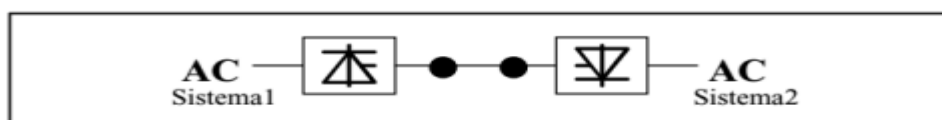


Figura 1: Estrutura básica de transmissão em CC

Fonte (Vaz, 2017)

1.9 Transmissão em AC

A transmissão AC é a mais prática, com custo de implantação reduzido, caracteriza-se como sendo a transmissão que mais se adequa nos sistemas eléctricos, porque têm-se a geração desencadeada por meio de alternadores trifásicos e têm-se nos pontos de demanda, cargas de consumidores na sua maioria trifásicas ou monofásicas, tornando a aplicação de transmissão AC mais aplicável, diferentemente da transmissão CC que necessita de conversores e inversores.

1.10 Componentes de uma linha de transmissão aérea

As linhas de transmissão aéreas compõem um conjunto de elementos que geralmente se resumem em estruturas de suporte e condutores ou cabos, sendo estes: Fundação, Apoios (que podem ser Postes ou Torres), Isoladores, Cruzetas e os próprios Condutores.

1.10.1 Condutores

Os condutores a empregar nas linhas aéreas deverão, regra geral, ser nus (sem isolamento), pois a experiência tem demonstrado que para tensões iguais ou superiores a 60 kV, os condutores isolados nem sempre oferecem garantia quanto à sua inalterabilidade e acrescentando-se o facto de serem mais caros conclui-se que a sua utilização não se justifica, excepto em circunstâncias em que seja efectivamente aconselhado, como em zonas muito urbanizadas [Távora].

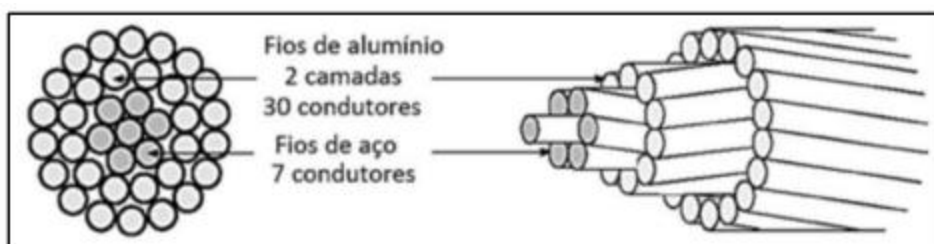


Figura 2 Cabo de alumínio com alma de aço - ACSR 30/7

(Fonte: MOURA, 2019 [X])

1.10.2 Isoladores

Os isoladores têm como função evitar a passagem de corrente dos condutores para o apoio, e sustentar mecanicamente os cabos [Leite]. Em linhas aéreas de alta tensão, são geralmente usados isoladores na forma de cadeia, quer em cadeias de suspensão normalmente usadas em apoios de alinhamento, quer em cadeias de amarração no caso de apoios de ângulo, reforço, fim de linha e derivação. As cadeias de isoladores são concebidas de modo a serem fixadas articuladamente às armações dos apoios. As cadeias são constituídas por vários isoladores de campânula de porcelana, vidro, ou resina artificial, por componentes metálicos e pelo material ligante que as justapõe. Além disso, poderão ser ainda providas de anéis de guarda (também designados anéis de Nicholson), isto é, anéis metálicos colocados num ou noutra extremo da cadeia, ou em ambos, para assegurar uma protecção contra os arcos de descarga eléctrica e uma melhor repartição de potência pelos elementos da cadeia. A utilização de hastes de descarga dispostas do mesmo modo permite atingir o mesmo objectivo. As figuras 2.2 e 2.3 representam cadeias de isoladores em suspensão e amarração respectivamente.

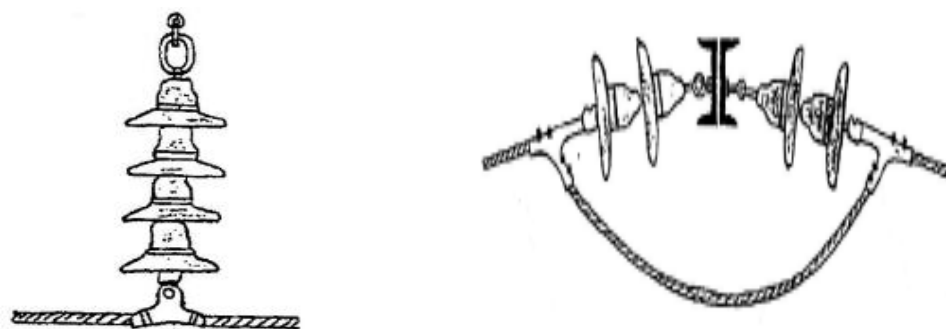


Figura 3: Cadeia de isoladores em suspensão e de amarração

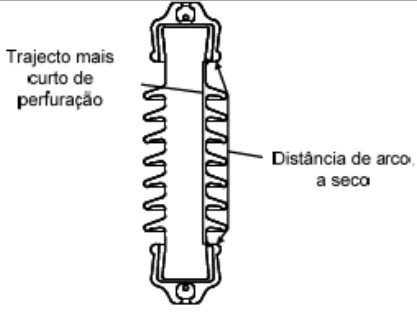
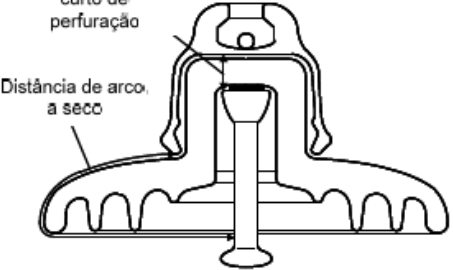
Fonte: (RSLAAT)

A classificação dos isoladores de acordo com a norma CEI, é feita com base no material com o qual o corpo isolante é fabricado: vidro, porcelana, resina ou compósito. Dentro destes isoladores existe um conjunto de diferentes configurações, que se apresentam na figura seguinte.

De acordo com as normas, existem duas classes de isoladores tendo em conta a possível perfuração interna: classe A e classe B; cujas diferenças se definem na tabela seguinte.

Tabela 1: Classe de isoladores

Fonte: (RSLAAT)

Classe	Características	Figura ilustrativa
Classe A	A distância mínima de perfuração do isolador é pelo menos igual a metade do comprimento do arco externo (à prova de perfurações)	 <p>Trajecto mais curto de perfuração</p> <p>Distância de arco a seco</p>
Classe B	A distância mínima de perfuração do isolador é menor que a metade do comprimento do arco externo (perfurável)	 <p>Trajecto mais curto de perfuração</p> <p>Distância de arco a seco</p>





Constata-se que isoladores rígidos e de cadeia são frequentemente afectados por defeitos invisíveis que provocam falhas intermitentes da linha (ex.: perfurações). Para mitigar este problema, deve considerar-se:

- Considerar no futuro a substituição dos isoladores rígidos por isoladores de classe A;
- Melhoria do controlo de qualidade na aquisição de isoladores;
- Técnicas de detecção de isoladores perfurados (câmara UV);
- Aplicação de outros materiais isolantes (vidro, poliméricos);

Relativamente aos diferentes materiais utilizados (vidro, porcelana, resina ou compósito), cada um apresenta diversas vantagens e desvantagens que devem pesar na escolha e que se apresentam na próxima tabela.

Tabela 2: Tipos de isoladores (vantagens e desvantagens)

Fonte: (RSLAAT)

Material	Vantagem	Desvantagem
<p>Vidro</p> 	<ul style="list-style-type: none"> - Fiabilidade a longo prazo - Indicação visual de defeitos internos - Boa resistência à perfuração - Os isoladores dos diferentes fabricantes têm normalmente um bom desempenho 	<ul style="list-style-type: none"> - Alvo para vândalos - Disrupção por bandas secas durante longos períodos de tempo poderá danificar o vidro - Material pesado - Não disponível em algumas regiões
<p>Porcelana</p> 	<ul style="list-style-type: none"> - Fiabilidade a longo prazo - Superfície resistente à disrupção por bandas secas - Não estilhaçam quando são atingidos por vândalos - Os isoladores dos diferentes fabricantes têm normalmente um bom desempenho 	<ul style="list-style-type: none"> - Os defeitos internos não são muitas vezes visíveis - Em zonas de poluição forte poderá se necessário ter mais isoladores para equipar uma cadeia - Material pesado - Não disponível em algumas regiões
<p>Compósito (polimérico, resina epóxida, EPDM, SiR)</p> 	<ul style="list-style-type: none"> - Baixo peso - Baixo custo - Menos sensível ao vandalismo - Melhor desempenho face à poluição 	<ul style="list-style-type: none"> - Tempo de vida útil variável - Anos de experiência insuficientes - Diferentes projectos e diferentes materiais no seu fabrico; - Sensíveis ao manuseamento - Defeitos internos nem sempre são visíveis
<p>Resina</p> 	<ul style="list-style-type: none"> - Baixo custo - Baixo peso 	<ul style="list-style-type: none"> - Mau desempenho face à poluição - Erosão da superfície em climas húmidos - Tempo de vida variável

1.10.3 Apoios

Os apoios desempenham dupla função nas linhas aéreas de transmissão [Almeida]:

- Proporcionam os pontos de fixação dos cabos condutores, garantindo as distâncias de segurança entre condutores, entre os condutores e o próprio apoio e entre os condutores e o solo e obstáculos diversos no trajecto da linha;
- “Amarram” as linhas ao terreno através das suas fundações, transmitindo ao terreno as forças resultantes de todas as solicitações a que são submetidos os elementos dos apoios.

Nas linhas aéreas de alta tensão são utilizados apoios metálicos e/ou apoios de betão. Os apoios metálicos apresentam a vantagem de poderem ser transportados divididos em partes, sendo montados e aparafusados no local, o que facilita a sua colocação principalmente em locais de difícil acesso. No entanto, são apoios com uma base de grande dimensão, tanto maior quanto maior a altura do apoio e têm um preço elevado relativamente aos de betão. Estes últimos, ocupam menos espaço no solo, facilitando a sua aceitação pelos proprietários dos terrenos onde são implantados e além disso são mais baratos. A sua desvantagem prende-se com a maior dificuldade no seu transporte (já montados) e tornando muito difícil ou mesmo impossível a sua implantação em locais de difícil acesso.

Os apoios, no que diz respeito à sua função, podem ser de:

- Alinhamento: apoio onde se estabelece que os dois vãos adjacentes estão no prolongamento um do outro;
- Ângulo: apoio situado num ângulo de linha originado por dois alinhamentos diferentes;
- Reforço em alinhamento: apoio que suporta esforços capaz de reduzir as consequências negativas, em caso de ruptura de um cabo ou condutor;
- Reforço em ângulo: apoio situado num ângulo de linha originado por dois alinhamentos diferentes;
- Derivação em alinhamento: apoio onde se estabelecem uma ou mais derivações de linha;
- Derivação em ângulo: apoio situado num ângulo de linha originado por dois alinhamentos diferentes;

- Fim de linha: apoio capaz de suportar o esforço total dos condutores de um só lado da linha.

1.10.4 Armações

As armações são os elementos metálicos que se colocam no topo de um apoio e que permitem a fixação dos condutores a este. A seguir estão apresentadas diferentes formas de armações.

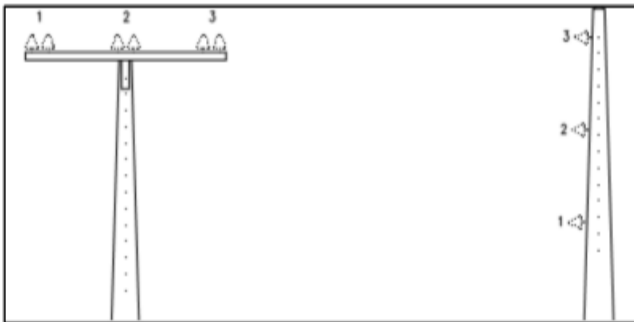


Figura 4 Armação em esteira horizontal e vertical

(Fonte: EDP, 2007 [X])

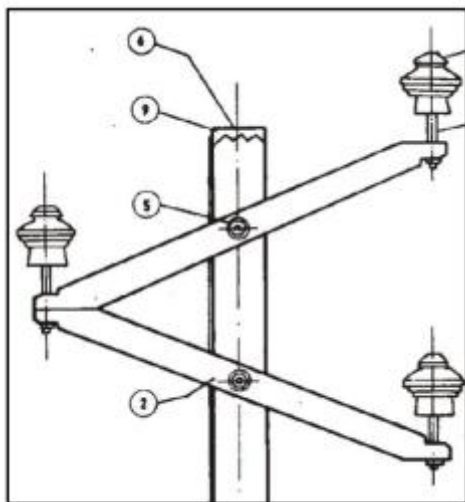


Figura 5: Armação em triângulo

(Fonte: EDM, 2006 [X])

1.10.5 Transformador de corrente (TC)

O transformador de corrente (TC) é um dispositivo que tem como finalidade reduzir uma alta corrente do primário, para uma corrente viavelmente baixa no secundário, para que seja possível fazer o uso de equipamentos de controle, proteção e medição, por isso são utilizados em aplicações de altas tensões. Basicamente é constituído de poucas espiras no primário, e no secundário mais, para que segundo a lei de transformação $N_p/N_s = I_p/I_s$, diminua a corrente secundária para na maioria dos casos 5A.



Figura 6: transformador de corrente

Fonte: (Arteche, 2017)

1.10.6 Transformador de tensão

Os transformadores de tensão são equipamentos que permitem aos instrumentos de medição e proteção funcionarem adequadamente sem que seja necessário possuir tensão de isolamento de acordo com a da rede à qual estão ligados. Na sua forma mais simples, os transformadores de potencial possuem um enrolamento primário de muitas espiras e um enrolamento secundário através do qual se obtém a tensão desejada, normalmente padronizada em 115 V ou $115/\sqrt{3}$ V.

Dessa forma, os instrumentos de proteção e medição são dimensionados em tamanhos reduzidos com bobinas e demais componentes de baixa isolação

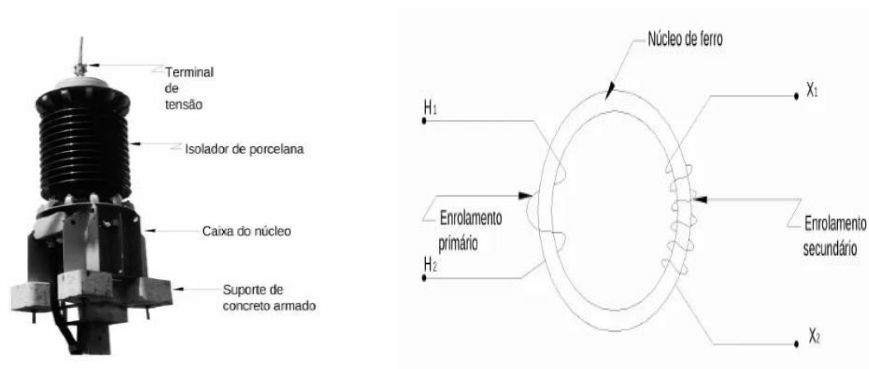


Figura 7: transformador de tensão

Fonte: (SCRIBD)

1.10.7 Cabo de Guarda

A função principal dos cabos de guarda nas linhas aéreas de transmissão, é a de interceptar as descargas atmosféricas e evitar que atinjam os condutores, reduzindo assim as possibilidades de ocorrerem interrupções no fornecimento de energia [Almeida]. Além disso, contribuem na redução da indução (da ordem dos 15% a 25%) em circuitos de telecomunicações estabelecidos nas vizinhanças da linha, fazem a interligação dos circuitos de ligação à terra dos apoios e podem ainda incluir circuitos de comunicação (voz, dados) com fibras ópticas. Os cabos de guarda são executados com cabos de aço zincado ou inoxidável, ou de qualquer dos materiais admitidos para os condutores. A sua secção é estabelecida por forma a que a sua temperatura não ultrapasse 170°C quando atravessada, durante 0,5 s por uma corrente igual a 75% da corrente de defeito fase-terra. Segundo a cláusula 5.2.2/PT.3 da EN50341-3-17 a temperatura final máxima admissível no curto-circuito para cabos de guarda em alumínio-aço é de 200°C e para cabos em aço é de 400°C, sendo que nos cálculos de aquecimento sofrido pelos cabos será considerada uma temperatura inicial de 30°C.

A Figura 9 e 10 ilustram os efeitos que ocorrem em apoios de transporte de energia eléctrica sujeitos a uma descarga eléctrica ou defeito, onde no primeiro caso os estão providos de um cabo de guarda e no segundo estão desprovidos do mesmo. Desta forma consegue-se verificar as seguintes situações:

Em linhas onde esta provida de cabo de guarda, os respectivos apoios adjacentes à linha em defeito, fazem a respectiva descarga eléctrica à terra pelos mesmos apoios, originando várias correntes de curto-circuito (I_{cc});

Em linhas onde não exista cabo de guarda, o defeito é dispersa pelo vão do cabo condutor até aos apoios adjacentes, fazendo a descarga eléctrica à terra também pelos mesmos apoios, originando várias I_{cc} .

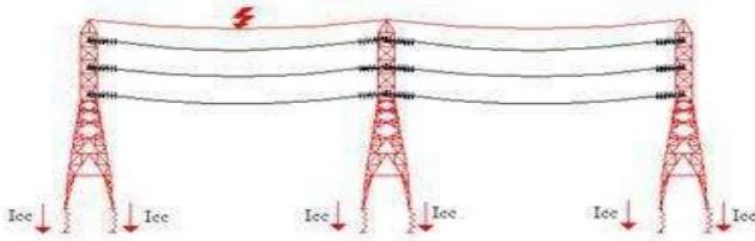


Figura 8: efeito nos apoios com cabo de guarda sujeitos a descargas atmosféricas ou defeito

Fonte: (FEUP)

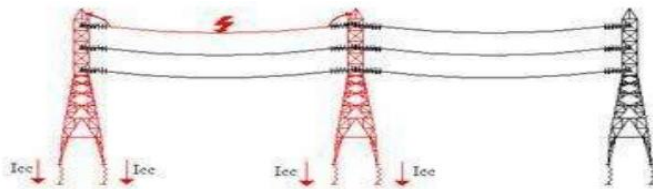


Figura 9: efeito nos apoios sem cabo de guarda sujeitos a descarga atmosférica ou defeito

Fonte: (FEUP)

1.10.8 Para-raios

Os para-raios ou, de forma mais genérica, supressores de surtos de tensão, são os equipamentos responsáveis pelo controle de parte das sobretensões existentes nos sistemas eléctricos de potência, contribuindo decisivamente para a sua confiabilidade, economia e continuidade de operação.

Os equipamentos de uma subestação podem ser solicitados por sobretensões provenientes de ocorrências internas ao sistema ou associadas com a ocorrência de descargas atmosféricas. Com o objetivo de impedir que estes equipamentos sejam danificados, é necessária a instalação de dispositivos de proteção contra sobretensões, sendo os para-raios os equipamentos adequados para esta finalidade. Atuam como limitadores de tensão, impedindo que valores acima de um determinado nível preestabelecido em projecto, adequados para

fornecer uma margem de segurança, normalmente padronizada, possam alcançar os equipamentos para os quais fornecem proteção.



Figura 10: para-raio

Fonte: (Alibaba)

1.10.9 Maciços de fundação

Serão construídos de modo a evitar que os postes sejam derrubados pelos esforços das linhas e do vento, uma vez existindo zonas com terreno não suficientemente resistente, é o caso do troço desde poste 17 a 21. Para apoios a serem implantados directamente ao solo (postes implantados em solo resistente) a profundidade mínima de enterramento será de 1,7 metros segundo o R.S.L.E.A.T. pela fórmula $H_u = 0,1H + 0,5$. Os postes a usar serão do tipo C pois são os mais utilizados pelo facto de possuírem uma construção para gamas de comprimento e robustez mais elevadas.

2 CARACTERÍSTICAS ACTUAIS DA DL-6

A linha **DL-6** é um circuito trifásico construído em 1991 que parte da Subestação de Infulene e estende-se por 7.5 Km até a subestação da Machava. Actualmente Possui a potência instalada de 80 MVA situada na Subestação da Machava que opera com dois transformadores de capacidade 40 MVA cada, tensões 66/33 KV e impedância de curto-circuito de 11.21% no primário e no secundário dos dois e seu perfil esquemático é representado na figura abaixo:

2.1 Problemas na operacionalidade da DL-6

Tendo-se analisado o comportamento da linha, verificou-se que ela apresenta vários problemas de entre eles, destacou-se com maior relevância apenas três nomeadamente:

- i. Interrupções frequentes no fornecimento de energia eléctrica aos consumidores;
- ii. Limitação da capacidade de transporte da potência solicitada pela SE-Machava;

2.2 Medidas por adoptar para solucionar os problemas

O processo de resolução dos problemas apresentados pela DL-6 pode ser feita de duas formas, as quais são abaixo apresentadas:

- Verificar os planos correntes de manutenção e propor um plano de correção das anomalias;
- Avaliar o nível de carregamento actual e comparar com a capacidade de condução da linha.

2.3 Interrupções frequentes no fornecimento de energia eléctrica aos consumidores

Ao se fazer a inspeção ao longo de todos vãos foram constatadas algumas situações a seguir indicadas:

- Postes inclinados
- Terras de protecção rompidas nos apoios;
- Cabo rompido e emendado em alguns vãos
- Isoladores poluídos;
- Postes em estado avançado de degradação;
- Existência de pontos quentes
- Existência de árvores de baixo da linha.

2.4 Análise de desempenho da linha DL-6

A linha DL-6 que é o objecto em estudo, é alimentada pela subestação de Infulene transportando 66 KV. Constituída pelo condutor LEOPARD de secção 148,21 mm² que percorre uma extensão de 7,7 Km, com potência instalada de 80 MVA distribuída em dois transformadores de 40MVA cada, instalados na SE-Machava. A análise de desempenho desta linha surge como propósito de transmitir energia de qualidade com o mínimo de interrupções durante a transmissão. Isto porque esta linha tem apresentado sérios problemas como fadiga dos componentes e sobre carga.

Para a análise da capacidade de condução da linha conforme o objectivo, foi analisado o percurso da linha e constatou-se existência de pontos quentes e vãos emendados, o que leva a concluir que o cabo funciona em condições de fadiga térmica.

A região por onde passa a linha, este sujeito a duas condições ambientais, zonas pantanosas que fazem se sentir os impactos de humidade e salinidade o que eleva a aceleração na degradação dos apoios e o rompimento das suas terras de protecção o que obriga a necessidade de substituição dos mesmos e por outro lado, esta linha passa por uma zona industrial com alto nível de poluição, o que leva o maior índice de poluição dos isoladores e acarretando sua constante substituição. Importa salientar que durante a poluição dos isoladores pode surgir problemas de contornamento e conseqüentemente surgimento de disparos que levam a saída da linha e prejudicando a alimentação da SE-Machava e seus consumidores. Estes são factores que ditam a necessidade de um redimensionamento e construção de uma nova linha com vista a minimizar as perdas e melhorar o especto físico da mesma.

Sendo conhecidas a características do condutor actual usado na linha, LEOPARD e segundo Manual de Montagem de Linhas de MT da EDM, foram feitos cálculos para avaliar o seu desempenho com base nos critérios seguintes:

- Corrente nominal;
- Secção económica.

Analisou-se também a capacidade de condução do cabo LEOPARD verificou-se que os seus parâmetros tabelados para a distância de 7,5 Km a uma tensão de 66KV suporta no máximo 38 MVA. A potência actualmente demandada a subestação é de 40 MVA o que corresponde a

uma potência activa de 32 MW. Considerando a potência instalada de 80 MVA a potência transportada é de 64 MW o que corresponde a 168,42% da capacidade de condução tabelada.

Desta forma, conclui-se que O condutor LEOPARD (148,21 mm²) instalado na linha, para a capacidade actual ele fica subcarregado ultrapassando os seus limites em mais de 68% e não satisfaz o melhor desempenho segundo os critérios da corrente nominal nem da secção económica, remetendo deste modo a necessidade de redimensionamento da linha com vista a reduzir a fadiga térmica (efeito de Joule) e consequentemente o rompimento do condutor.

2.4.1 Possíveis efeitos provenientes dos defeitos acima apresentados

- Falhas na linha devido ao envelhecimento dos isoladores, contacto entre os ramos das árvores e a linha bem como o desfilamento dos condutores;
- Curto-Circuito temporário devido a sobretensões na linha com consequente quebra do isolamento dos isoladores propiciando o arco eléctrico (flashover) ou pela contaminação do isolador pela poeira e poluição (nestas condições o isolador produz uma considerável corrente de fuga por sua superfície);
- Rompimento do cabo devido a aquecimento excessivo;
- Perdas pelos isoladores em que a corrente de fuga flui pelo material com que eles são fabricados (porcelana ou vidro), como também ao longo de sua superfície.

2.4.2 Soluções para os problemas apresentados

As soluções dos problemas apresentados serão divididas em três:

- A Primeira solução consistirá em adoptar medidas com vista a minimizar as interrupções de fornecimento de energia;
- Segunda solução consiste em redimensionar uma nova linha.
- Terceira solução consiste em Substituição apenas do condutor

2.4.3 Medidas a adoptar com vista a minimizar as interrupções no fornecimento de energia

- Substituição dos isoladores poluídos
- Regular a flecha das linhas, nos casos em que postes adjacentes aos vão não demonstram nenhuma estabilidade, intercalando postes no meio do vão;
- Intensificar a podagem das árvores ou até mesmo abater as que em pouco tempo ganham altura e que estejam próximo da linha;
- Fazer-se a ligação das terras rompidas nos apoios;
- Fazer-se a betonagem dos postes.

2.4.4 Redimensionamento da linha DL-6

Apesar dos altos custos que esta medida apresenta, considera-se mais fiável e eficaz a sua implementação comparativamente a primeira e segunda solução pois:

- Melhora e eleva a qualidade da energia para a subestação da Machava;
- Reduz as perdas com a substituição dos cabos de secção menor ao desejado bem como elimina as diversas emendas no meio dos vãos realizados devido a situações de linha partida;
- Reduz as perdas de energia por efeito Joule com o aumento da secção do condutor (pela lei de Ohm) reduzindo deste modo a resistência a passagem da corrente eléctrica.

3 PROJECTO ELÉCTRICO DA LINHA

3.1 Memória descritiva e justificativa

A linha a redimensionar terá um perfil similar ao existente, apesar da existência de casas por baixo das linhas, propõe-se abertura de um processo no tribunal para a remoção dessas casas visto que foram construídas depois da existência dela no tempo colonial. Também segundo as normas de R.S.L.E.A.T., não é permitido a edificação por baixo das linhas é o caso da região dos postes número 5, 15, vão entre os postes 17 e 18 onde encontram-se no interior de residências cujo acesso para manobra em casos de manutenção poderá ser dificultada caso os proprietários não se façam presente. A linha será de 66 KV, com uma extensão de 7,5 Km alimentada pela subestação de Infulene.

3.2 Determinação da Demanda

A determinação da Demanda representa o passo inicial no processo de elaboração de uma linha de transmissão, sendo caracterizado pela previsão da carga, e previsões de crescimento anual. Tal crescimento depende de nível de ocupação e o desenvolvimento de construção de habitações.

3.2.1 Previsão da carga

Carga prevista de 80 MVA, foi determinada pela da soma das potencias instaladas na subestação de Machava Porem, para a determinação da demanda a transmitir é necessário que se adicione a esta carga o factor de crescimento anual, onde dentre vários factores, foi determinado pela EDM uma taxa de crescimento de carga anual na rede de 3,25%, entretanto, este factor pode variar consoante as características particulares do projecto.

Para a determinação da demanda total, foi utilizada a equação 3.1, acrescida de um factor de segurança que é de 25% da potência de carga estabelecida pela equação (3.1):

$$P_c = P_A \times (1 + \alpha)^n \quad \text{Equação 3.1}$$

Onde:

P_C : Potência de carga (kW);

P_A : Potência actual (kW);

α : Factor de crescimento de carga anual;

n : Período de avaliação de crescimento de carga (em anos).

$$P(\text{kW}) = P(\text{MVA}) \times \cos \phi = 80 \times 10^6 \times 0,8 = 64 \times 10^6$$

$$P_c = P_A \times (1 + \alpha)^n = 64 \times 10^6 \times \left(1 + \frac{3,25}{100}\right)^{10} = 88,12 \times 10^6$$

$$P_n = 1,25 \times P_C \quad \text{equação 3.2}$$

Onde:

P_n : Potência ou Demanda de transmissão (kW).

Portanto:

$\cos \phi$ – Factor de potência (segundo a EDM este factor tem valor numérico de 0,8)

$$P_n = 1,25 \times 88,12 \times 10^6 = 110,15 \times 10^6$$

A potência nominal de transmissão em kVA é calculada pela equação 3.4.

$$S_n = \frac{P_n}{\cos \phi} = \frac{110,15 \times 10^6}{0,8} = 137,69 \times 10^6 \text{ MVA} \quad \text{equação 3.4.}$$

Com este concluiu-se que a potência de transporte é de 137,60MVA

Desta forma será selecionado o cabo que fará o transporte desta potência.

3.2.2 Cálculo eléctrico da linha

O cálculo eléctrico foi realizado levando em consideração o seguinte:

- Admitância da linha nula;

- A queda de tensão na linha resulta apenas da soma da queda de tensão provocada na resistência da linha, pela componente activa da corrente, com a queda de tensão provocada na reactância da linha pela componente reactiva da corrente;
- A tensão no início da linha é considerada igual à sua tensão nominal.

3.2.3 Determinação de secção de condutores

A secção do condutor eléctrico para transportar esta demanda é determinada pondo a corrente que passara por ele, de modo que o condutor a escolher seja capaz de suportar os efeitos térmicos causados por esta corrente em condições de funcionamento normal (Método de capacidade de condução da corrente - MCCC). E também esta deve ter secção suficiente para não causar quedas de tensão que ultrapassem os estabelecidos pelas normas de RSLAAT (Método de queda de tensão). Não só deve-se limitar nestes factores mas sim devemos olhar a questão do custo que possa advir por sobredimensionamento do cabo. Para tal devemos calcular a corrente de serviço através da seguinte fórmula

$$I_s = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U_{linha}} \quad 3.5.$$

Onde:

I_s : é a corrente de serviço (A);

S_n : é a potência nominal da linha (kVA);

U_{linha} : é a tensão composta de linha (kV).

$$I_s = \frac{137,69 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 66 \times 10^3} = 1204,475A$$

Desta feita, os condutores a utilizar devem ter uma corrente admissível maior ou igual a 1204,475A.

3.2.3.1 Teste da capacidade de condução da corrente

O cabo ou condutor deve possuir uma corrente admissível (capacidade de condução da corrente) não inferior a corrente de serviço que este devera conduzir. A equação 3.6 ilustra a expressão matemática deste enunciado.

$$I_z \geq I_s \quad \text{equação 3.6}$$

Onde:

I_z – Corrente admissível do condutor;

I_s – Corrente de serviço.

Sendo que a corrente de serviço resultou em 1204,475A, portanto, o cabo escolhido deve ter uma corrente admissível não inferior a 1204,475A.

Actualmente EDM tem vindo a migrar dos cabos ACSR para um novo padrão ACCC do fabricante MIDAL, (Aluminum Conductor Composite Core) devido a seu baixo peso e maior condutibilidade e maior resistência mecânica da alma que permite reduzir o número ou altura das estruturas.

Sendo assim, optou-se por utilizar o cabo ACCC-OSLO de $370,71\text{mm}^2$ que suporta corrente de 1210A.

Em seguida será feito o teste da capacidade da corrente do curto-circuito admissível que o cabo suporta a partir da seguinte equação 3.7.

$$I_{cc} = K \frac{S}{\sqrt{t}} \quad \text{Equação 3.7.}$$

Onde:

I_{cc} - Corrente de curto-circuito admissível em A

S – seção geométrica do condutor em mm^2

t – tempo de duração de curto circuito em segundos

K - Coeficiente dependente do tipo de condutor e das suas temperaturas ao inicio e final do curto-circuito (93 para alumínio e 142 para cobre).

$$I_{cc} = K \frac{S}{\sqrt{t}} = I_{cc} = 93 \frac{370,71}{\sqrt{0,5}} = 48756,4692 \text{ A}$$

Dividindo I_{cc} pela corrente nominal fica:

$$\frac{48756,4692}{1204,475} = 40,48$$

Com este valor conclui-se que o cabo suporta 40 vezes a corrente de serviço em que estará sujeito dentro de 0,5 segundos.

Apos o calculo desta condição, será feita o cálculo correspondente a queda de tensão, salientando que Segundo o livro de *Power System*, para linhas de transmissão curtas, isto é, linhas com comprimento ate 80km, apenas considera-se a resistência e a reactância serie, sendo a admitância serie desprezada. A figura 16, ilustra o diagrama de uma linha de transmissão curta.

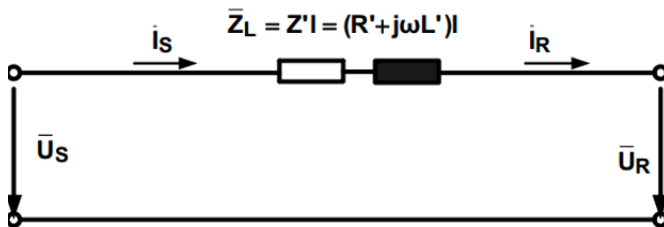


Figura 11: Representação de uma linha de transmissão curta

Fonte: (RSLAAT)

Por ser uma linha curta, então nesta secção foi determinada apenas a impedância série (Resistência e Reactância indutiva) de uma linha de transmissão aérea, com ou sem cabos de guarda, pois, esses possuem grande importância para que a análise de uma LT (análise das quedas de tensões e as perdas da potência eléctrica) possa ser realizada.

3.2.3.2 Resistência eléctrica e reactância

Olhando a tabela no anexo 4, ele nos dá o valor da resistência a temperatura possível de 75°C de 0,1664 Ω/km e indutância de 0,220 Ω/km .

$$R' = 0,1149 \Omega/\text{km}$$

$$XL' = 0,220 \Omega/\text{km}$$

$$Z' = (0,1149 + j0,220) \Omega/\text{Km}$$

Portanto para uma linha 7,5 km ficaremos com a impedância total da linha com os seguintes valores

$$Z = (0,8617 + j1,66) \Omega = 1,87 \angle 62,57^\circ \Omega$$

Estes são os dados que nos possibilitam ao cálculo de queda de tensão ao valor de 75°C

3.2.3.3 Perdas eléctricas e queda de tensão na linha

Queda de tensão máxima da linha e as perdas de transmissão são determinadas com base nas expressões (3.8) e (3.9) abaixo.

$$\Delta P = 3 \times R \times I_S^2 \quad \text{equação 3.8}$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \times I_S \times (R \times \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad \text{equação 3.9}$$

ΔP : é a perda de energia ao longo da linha;

ΔU : é a queda de tensão;

$$\Delta P = 3 \times R \times I_S^2 = 3 \times 0,86 \times 1204,475^2 = 3,75 \text{ MVA}$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \times I_S \times (R \times \cos \varphi + X \sin \varphi) = \sqrt{3} \times 1204,475 \times (0,86 \times 0,6 + 1,66 \times 0,797) = 3500,33 \text{ V}$$

Segundo os critérios exigidos pela norma, o valor da queda de tensão para zonas rurais não deve superar 8% da tensão nominal (66Kv).

Portanto, a queda de tensão determinada pela equação 3.6 pode ser convertida em valores percentuais através da equação 3.10.

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U} \times 100\% \quad \text{equação 3.10.}$$

Onde:

ΔU -Queda de tensão determinada pela equação 3.7, ou seja, em valores não percentuais.

$\Delta U\%$ -Queda de tensão percentual; 3.8

U- Tensão nominal da linha, 66Kv

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U} \times 100\% = \frac{3500,33}{66000} \times 100 = 5,3\%$$

$$\Delta U\% = 5\%$$

A partir do valor aqui calculado, a conclusão é que o cabo atende a todos critérios necessários para que ele possa dar melhor desempenho. O valor de queda de tensão podia ter baixado se

tivesse usado o valor de 45°C que é o valor mais usado em muitos manuais. Para este projecto usou-se 75°C .

3.3 Escolha dos TC's e TT's

3.3.1 Escolha TC's (Transformadores de corrente)

Os cálculos de obtenção do TC baseiam-se na norma IEEE, mostrado em anexo. Assim, a escolha da resistência do secundário do transformador de corrente é feito pela seguinte maneira: o TC deve respeitar as condições em que estrara sujeito, isto é, deve respeitar os níveis de corrente nominal e as condições de corrente do curto-circuito da linha e verificar as condições de factor de sobre Corrente.

Portanto:

Sendo a corrente a transportar de 1204,475 vamos escolher o TC

RTC: 1500:5-300

Pela condição de curto-circuito fica.

$$20IPTC \geq I_{cc}$$

Tendo em conta que a EDM tem um limitador na potência a estalar nas linhas de 66KV e actualmente esta a demandar uma potência de 80MVA dividida em dois transformadores de 40MVA cada instalados na SE-Machava, apesar da potência prevista para os próximos 10 anos ser de 137,6MVA vamos limitar para 120MVA correspondente a três transformadores de 40MVA cada.

Desta forma, será calculada a potência de curto-circuito de cada transformador e no final serão somadas as correntes dos mesmos visto que tem mesmas características de modo a calcular a achar a corrente de curto-circuito total para dimensionar o TC instalar na entrada da SE-Machava para alimentar o barramento principal.

Sendo as impedâncias de curto-circuito dos transformadores de potência igual a $Z\%=11,21\%$,

Calculamos a corrente de curto-circuito da seguinte maneira:

$$I_{cc} = \frac{I_n}{Z\%} \times 100 \quad \text{Equacao. 3.11}$$

$$I_n = \frac{S_n}{U_n \times \sqrt{3}} = \frac{40 \times 10^6}{66 \times 10^3 \times \sqrt{3}} = 349,91A$$

$$I_{n_{total}} = 349,1 \times 3 = 1047A$$

Escolhe-se o TC de 1200:5-240A

A corrente de curto-circuito fica:

$$I_{cc} = \frac{I_n}{Z\%} \times 100 \quad \text{Equação 3.12}$$

$$I_{cc} = \frac{I_n}{Z\%} \times 100 = \frac{349,91}{11,21} \times 100\% = 3121,41A$$

Tendo se projetado o máximo de 3 transformadores de 40MVA cada, vamos multiplicar a corrente de curto-circuito por 3 da seguinte maneira:

$$3121,41 \times 3 = 9354,23A$$

$$20IP_{TC} \geq I_{cc} \Leftrightarrow IP_{TC} \geq \frac{I_{cc}}{20} = \frac{9354,23}{20} = 467,71A$$

Sendo que a corrente maior encontrou-se no regime nominal vai se optar por um TC de duas gamas de modo a satisfazer também a demanda actual de 80MVA com seguinte especificação.

RTC= 1200:5-240A e **RTC= 800:5-160A** na saída da linha da SE-Infulene e na sua entrada na SE-Machava.

Quanto aos VT's, vão permanecer com as mesmas especificações usadas actualmente, visto que não se mexeu o nível de tensão da linha.

3.4 Protecção do sistema

3.4.1 Escolha do disjuntor geral

Na escolha do disjuntor, devemos dimensionar a máxima corrente possível que o possa percorrer. Neste caso a máxima corrente que existe no sistema é a corrente de curto-circuito calculada na equação 3.12 que é de 9354,23A.

Neste caso optara-se por um disjuntor de 66KV / 9,4 KA.

3.4.2 Ajustes adequados para os relés de protecção

Usara-se para este sistema, relés da família C0-8, 3 do anexo 12

Sendo a corrente nominal total dos 3 transformadores igual a 1047A do lado dos 66KV mas actualmente esta a se alimentar apenas 2 transformadores, neste caso vamos proteger a demanda actual de 80MVA e só vamos considerar os 3 apos a sua instalação no futuro. Desta forma calculamos a corrente de ajuste pondo em em conta o factor de sobre corrente usada pela EDM que é de 20 e fator de sobre carga de 1,2 pela equação 3.13.

Protecção da fase unidade temporizada 50/51

$$I_n = 2 \times \frac{S_n}{\sqrt{3} U_n} = 2 \times \frac{40 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 66 \times 10^3} = 699,82A$$

$$I_{ajuste} = \frac{K_f \times I_n}{RTC} \quad (\text{equação 3.13.})$$

$$I_{ajuste} = \frac{K_f \times I_n}{RTC} = \frac{1,2 \times 699,82}{240} = 3,49$$

$$\text{Com } (0,25 - 16)RTC \Leftrightarrow I_{ajuste} = 3,49 \times 240 = 837,6 A$$

Calculo do múltiplo de corrente

Para melhor ajuste, vamos considerar corrente de curto-circuito na potência de 2 transformadores, dai que a iremos multiplicar a corrente de curto-circuito de 1 transformador por 2 para trabalharmos com a demanda real e actual da seguinte maneira:

Nota: sendo que o rele é um componente ajustável, ao instalar-se a nova demanda no futuro deve se ajustar o mesmo para a situação que estará sujeito.

$$I_{cc} = 3121,41 \times 2 = 6242,8A$$

$$IM = \frac{I_{cc}}{RTC \times I_{ajuste}} = \frac{6242,8}{240 \times 3,49} = 7,45$$

$$t_{ajuste} = f(IM ; 3) \Rightarrow \text{da tabela do anexo 12 } t_{ajuste} = (7,45 ; 3) = 0,6 \text{ segundos}$$

Para melhor coordenação adicionamos 0,3 que é o tempo de atuação do disjuntor fica:

$$0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ Segundos.}$$

3.4.3 Dimensionamento do Pára-raios

Cálculo da tensão nominal

Tensão Nominal do Pára-raios (U_R):

$$U_R = U_n (1) = 66 \text{ KV}$$

$$U_{\max} = 1,1 \times U_n$$

$$U_{\max} = 1,1 \times 66000 = 72,6 \text{KV}$$

Os para-raios a usar será do tipo XBE.

Tensão Máxima do equipamento:

$$U_c = \frac{U_{\max}}{\sqrt{3}}$$

$$U_c = \frac{72600}{\sqrt{3}} = 41.915 \text{KV}$$

Tensão Máxima de Operação Contínua:

$$\text{MCOV} = 0,8 \times U_R$$

$$\text{MCOV} = 0,8 \times 66000 = 52,8 \text{KV}$$

3.4.3.1 Capacidade Temporária de Tensão de Operação:

- Para 1 segundo

$$\text{TOV} = 1,16 \times U_R$$

$$\text{TOV} = 1,16 \times 66000 = 76,56 \text{ KV}$$

- Para 10 segundos:

$$\text{TOV} = 1,1 \times U_R$$

$$\text{TOV} = 1,1 \times 66000 = 72,6 \text{ KV}$$

Regime do neutro:

O neutro deve estar rigidamente aterrado.

3.5 Dimensionamento de isoladores

Os isoladores escolhidos nesse projecto deverão suportar tanto os esforços eléctricos como mecânicos da linha. Os isoladores serão do tipo cerâmico ou de vidro, portanto, foi necessário determinar-se alguns parâmetros importantes destes, nomeadamente:

Comprimento mínimo da linha de fuga:

$$L_f \geq L_{fe} \times U_{\max} \quad \text{equação 3.14}$$

Onde:

L_f : Linha de fuga mínima (mm);

L_{fe} : Linha de fuga específica (mm/kV);

U_{\max} : Tensão estipulada (kV).

Aplicada a equação 3.14,

A linha será instalada numa zona classificada como zona de poluição media, segundo o R.S.L.E.A.T. O coeficiente para o cálculo da linha de fuga mínima para esta zona deve ser $L_{fe} = 20 \text{ mm/KV}$

$$L_f \geq L_{fe} \times U_{\max}$$

Portanto:

$$L_f \geq 20 \times 72,6 \quad L_f \geq 1452 \text{ mm}$$

Os isoladores deverão apresentar as seguintes características:

- Tensão mínima de contornamento sob chuva

$$U_{CH} = 2.45 \times U_{\max}$$

$$U_{CH} = 2.45 \times 72,6 = 177.87 \text{ KV}$$

Em termos de resistência mecânica deverá ser escolhido o tipo de isolador com a Resistência maior ao disponível de acordo com o fabricante.

3.6 Escolha do Seccionador

Para a seleção do seccionador deve ser observado as características elétricas em que o mesmo será submetido.

A intensidade da corrente nominal da linha é de 1204,475 A e a temperatura ambiente para o local onde o projecto será desenvolvido é de 33°C.

Com base nos dados obtidos na tabela em anexo 8 teremos que o valor da corrente de sobrecarga admissível será de:

$$I_{sc} = I_n \times \sqrt{\frac{T_m - T_a}{T_m - 40}} = 1204,475 \times \sqrt{\frac{75 - 33}{75 - 40}} = 1319,44 \text{ A}$$

Onde:

I_{sc} : é corrente de sobrecarga admissível na temperatura ambiente em A;

I_n : é a corrente nominal do seccionador referida a temperatura ambiente de 40°C;

T_m : é a temperatura permissível no ponto mais quente do seccionador nos contactos, conexões e terminais. Obtido em anexo 8

T_a : é a temperatura ambiente.

Portanto:

$$I_{sc} = I_n \times \sqrt{\frac{T_m - T_a}{T_m - 40}} = 1204,475 \times \sqrt{\frac{75 - 33}{75 - 40}} = 1319,44 \text{ A}$$

Será aplicado um seccionador de 1,6KA/72,5KV

4 CÁLCULOS MECÂNICO

Este dimensionamento tem por Objectivo determinar o esforço mecânico Resultante sobre uma determinada estrutura para que se possa verificar sua Condição de estabilidade, Acção do vento sobre os condutores e estruturas [Leite].

Para este capítulo, foram determinados os parâmetros que garantem a estabilidade das linhas e as distâncias mínimas de segurança, é nesta fase que foram determinados os apoios a utilizar, vãos, flexas e a verificação da suportabilidade dos cabos quando submetidos a esforços.

4.1 Dimensionamento mecânico do condutor

4.1.1 Tensão máxima de tração

Devidos as mudanças das condições atmosféricas, acção do vento, o peso dos próprios cabos e outros factores, as linhas são sujeitas a esforços de tração, que tendem a puxar no sentido de tentar romper o cabo, sendo assim, a linha deve ser estabelecida para suportar esses esforços. O valor da tal tração representa o quociente entre a força máxima de tração e a secção efectiva do condutor numa situação de condições atmosféricas mais desfavoráveis e a máxima pressão do vento, portanto, esta tensão pode ser determinada com base nas equações (3.15) e (3.10).

$$t_{\text{seg}} = \frac{T_R}{2,5} \quad \text{Equação 3.15.}$$

Onde:

t_{seg} : carga de segurança (KN);

T_R : Tensão de rotura do condutor (KN);

2,5: Coeficiente de redução.

O Cabo escolhido é ACCC-OSLO cuja secção é de $370,71\text{mm}^2$ cuja tensão de ruptura é de $160,7\text{kN}$, portanto:

$$t_{\text{seg}} = \frac{T_R}{2,5} = \frac{160,7}{2,5} = 80,35\text{KN}$$

$$T_{\text{seg}} = \frac{T_R}{2,5 \times \sigma} = \frac{160,7 \times 1000}{2,5 \times 370,71} = 173,39 = 17,69 \text{ daN}$$

5 ESPECIFICAÇÃO DE APOIOS

Actualmente a linha esta suspensa por apoios de betão, mas pode se alterar para apoios metálicos visto que tem maior tempo de vida útil, suportam maior peso e olhando para questões de evolução da carga, podemos ter a vantagem de troca do cabo no futuro assim como aumento de uma de mais uma linha e permanecer com os mesmos apoios. Fora estas vantagens, tem-se verificado que a EDM actualmente tem migrado para este tipo de postes metálicos para executar novos projectos.

Nesta vertente opta-se para este projecto, apoios metálicos de 21 m de altura e em seguida serão feitos os cálculos e testes dos esforços mecânicos dos mesmos.

5.1 A altura dos apoios fora do solo ou altura útil

A altura dos apoios fora do solo é dada pela seguinte expressão: 3.16. e 3.17

$$H_u = H - P_e \quad \text{equação 3.16.}$$

$$P_e = 0.1H + 0.5 \quad \text{equação 3.17.}$$

Onde:

H_u : Altura dos apoios fora do solo

H: altura bruta do apoio

P_e : distancia de encastramento do apoio

Portanto

$$P_e = 0.1H + 0.5 = 0.1 \times 21 + 0.5 = 2.6 \text{ m}$$

$$H_u = 21 - 2.6 = 18,4 \text{ m.}$$

5.2 Dimensionamento Mecânico dos apoios

Tabela 3: Resumo dos valores a considerar para os cálculos da linha

Fonte: (Autor,2023)

parâmetros	Valor	Unidade
Condutores	ACCC-OSLO	--
Secção (σ)	370,71	mm ²
Diâmetro (d)	22,4	mm
Peso próprio (ω)	0,9774	daN/m
Módulo de young (E)		daN/mm ²
Coefficiente de dilatação (α_d)	$1,56 * 10^{-5}$	°C ⁻¹
Tensão de roptura (T_r)	16397,95	daN
Peso da cadeia de isoladores	12	daN
Linha de fuga de cad. Isolador (l_f)	320	mm
Tensao nominal (U)	66	KV
Pressão de vento max. (q)	75	DaN/ mm ²

NOTA: 1daN = 1 Kg

5.2.1 Vão Crítico:

De referir que os cálculos são sempre para as mais desfavoráveis das hipóteses

Conforme o regulamento de segurança das linhas eléctricas de Média e Alta Tensão. O vão crítico é dado pela expressão seguinte:

$$V_{cr} = \frac{\sigma \times T_{max}}{\omega} \times \sqrt{\frac{24 \times \delta \times (\theta_v - \theta_a)}{F_v^2 - F_a^2}} \quad \text{Equação 3.18.}$$

Onde:

δ - Coeficiente de dilatação linear. Ver anexo 4

θ_v - Temperatura na hipótese de verão 25°C

θ_a - Temperatura na hipótese de inverno 10 °C

F_v – peso aparente do condutor na hipótese de verão

F_a - peso aparente do condutor na hipótese de inverno

σ - é a tensão de segurança, em kg/mm²

A região por onde passa a linha possui duas estações do ano que são inverno e verão. Sendo assim, serão determinadas as forças para as duas estações:

Tabela 4: Hipótese de vento e condições de flecha numa zona litoral

Fonte: (R.S.L.E.A.T)

<p>1- Hipótese de vento máximo</p> <p>- temperatura</p> <p>- pressão dinâmica do vento</p> <p>-</p>	<p>Zona litoral</p> <p>$\theta_v = 25^0 \text{ C}$</p> <p>$q_v = 750 \text{ N/m}^2$</p>
<p>2- Hipótese de vento reduzido</p> <p>- temperatura</p> <p>- pressão dinâmica do vento</p>	<p>$\theta_a = 10^0 \text{ C}$</p> <p>$q_a = 300 \text{ N/m}^2$</p>
<p>3- Condições de flecha máxima</p> <p>- Temperatura</p> <p>- Vento nulo</p>	<p>$\theta = 60^0 \text{ C}$</p>
<p>4- Condições de flecha mínima</p> <p>- Temperatura</p>	<p>$\theta = 10^0 \text{ C}$</p>

Para os cálculos a seguir serão feitos pondo em consideração que a tracção máxima é

$$t_{\max} = 9 \text{ daN/mm}^2$$

Força do vento sobre o condutor (F_{vc})

As hipóteses de vento foram tomadas em virtude de se tratar de uma zona com ventos médios.

Para a equação de mudança de estado, tomou-se a

Aproximação parabólica. Dentro destas condições, a acção do vento na hipótese de

Vento é: $F_l = \alpha \times c \times q \times d$

α - Coeficiente de redução

c - coeficiente de forma = 1 [Ver anexo 3]

q- pressão dinâmica do vento

d - Diâmetro do condutor

- **Força do vento na hipótese estação fria e vento reduzido**

($\alpha = 0.6$ e $q = 300 \text{ N/m}^2$ – Valores extraídos do R.S.L.E.A.T.):

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

$$F_l = 0,6 \times 1 \times 30 \times 22,4 \times 10^{-3} = 0.40 \text{ daN/m}$$

- **Força do vento na hipótese estação quente e vento máximo**

($\alpha = 0,6$ e $q = 750 \text{ N/m}^2$ – Valores extraídos do R.S.L.E.A.T):

$$F_2 = \alpha \times c \times q \times d$$

$$F_2 = 0,6 \times 1 \times 75 \times 22,4 \times 10^{-3} = 1,008 \text{ daN/m}$$

$$m_1 = \frac{\sqrt{\omega^2 + F_2^2}}{\omega} = \frac{\sqrt{0,977^2 + 0,4^2}}{0,977} = 1,08$$

$$m_2 = \frac{\sqrt{\omega^2 + F_2^2}}{\omega} = \frac{\sqrt{0,977^2 + 1,008^2}}{0,977} = 1,437$$

Substituindo na fórmula do cálculo do vão teremos:

$$V_{cr} = \frac{\sigma \times T_{max}}{\omega} \times \sqrt{\frac{24 \times \delta \times (\theta v - \theta a)}{m_2^2 - m_1^2}} = V_{cr} = \frac{370,71 \times 9}{0,977} \times \sqrt{\frac{24 \times 1,56 \times 10^{-5} \times (25 - 10)}{1,437^2 - 1,08^2}} = 269,97 \text{ m}$$

Através dos cálculos, encontrou-se um vão de 269,97 metros

Sendo assim, percebe-se que quanto maior for o vão, maior será a flexa. Desse modo pra o projecto em causa usara-se vãos de 200 metros, salvo o caso de zonas que não reúnem condições para implantar os postes, ai será explorado o vão crítico.

5.2.2 Obtenção do valor das flechas

$$f_{max} = \frac{\omega \times L^2}{8 \times t_{65^\circ C}} = \frac{0,977 \times 200^2}{8 \times 3276,25} = 1,49 \text{ m}$$

5.2.3 Cálculo de distância entre condutores

$$D = 0,75 \times k \sqrt{f + d_i} + \frac{U}{200} \text{ [m]}$$

Onde:

K = Coeficiente dependente da natureza dos condutores, (=0,6 para alumínio-aço);

f: flexa maxima em metros;

d_i : comprimento da cadeia de suspensão em metros;

U : tensão nominal da linha em KV.

Portanto:

$$D = 0,75 \times k\sqrt{f + d_i} + \frac{U}{150} = 0,75 \times 0,6\sqrt{1,49 + 1} + \frac{66}{200} = 1,04$$

5.2.4 Cálculo da distância entre condutores aos obstáculos no solo

Neste dimensionamento, a altura dos apoios será necessário para que os condutores com a sua máxima flecha vertical estejam situados acima de qualquer ponto de terreno, ou superfície de água não navegável a uma altura mínima: [RSLAET]

- Distância dos condutores ao solo: Distância não inferior a 6 m, sendo que em locais de difícil acesso as distâncias poderão ser reduzidas de 1 m.
- Distância dos condutores aos edifícios: Distância não inferior a 4 m.
- Distância dos condutores a obstáculos diversos (antenas, semáforos, Pára-raios, etc.): Distância não inferior a 3 m. Cujas expressões matemáticas são

$$D1 = 5.3 + \frac{U}{150} \quad \text{equação 3.19.}$$

Onde:

U - é a tensão nominal em [kV]

$$D1 = 5.3 + \frac{66}{150}$$

$$D1 = 5.74\text{m} \approx 6\text{m}$$

A distância entre condutores e o solo deve ser no mínimo de 6m

Distancia entre condutores e as arvores

$$D = 2.0 + 0.0075 \times U$$

$$D = 2.0 + 0.0075 \times 66 = 2,5 \text{ m}$$

Distancia entre condutores e as travessias de estradas

$$D = 6,3 + 0.01 \times U$$

$$D = 6,3 + 0.01 \times 66 = 6,96 \text{ m}$$

A distância entre condutores e as travessias de estradas deve ser no mínimo de 6,96 m

Distancia entre condutores e os edifícios

$$D = 3.0 + 0.0075 \times U$$

$$D = 3.0 + 0.0075 \times 66 = 3,5\text{m}$$

Distancia entre condutores armazém / zona fabril

Nesta situação aplica o artigo das distâncias entre condutor e edifícios.

6 SISTEMAS DE ATERRAMENTO PARA OS APOIOS

Será instalado terra de protecção (TP). Os eléctrodos de terra deverão ficar enterrados verticalmente no solo, a uma profundidade tal que entre a superfície do solo e a parte superior do eléctrodo, haja uma distância mínima de 0,80m. Deve-se medir o valor da resistência de terra, ajustando o número de eléctrodos necessários, de modo que se obtenha a resistência inferior a 20Ω . Os eléctrodos deverão ser de aço galvanizado, cobre ou aço cobreado de $\varnothing 20$ mm cobreados e com um comprimento não inferior a 2m.

7 ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS E ESTIMATIVA DE CUSTOS

7.1 Custos de aquisição de material

Tabela 5: Custos de aquisição de material

Fonte: (Autor, 2023)

	Produto	Qtd	Preço (MZN)	
			Unitário	Total
1	Cadeias de Isoladores c/ Acessórios	117	2.190,13	256.245,21
2	Pinça de amarração	117	1.221,78	142.948,26
3	Poste metalico de 21Mx0,16/0,18	39	120.000	4.680,000
4	Para-raios 72,6kv	6	8.397,16	50.382,96
5	Espia completa MT	16	12.961,87	207.389,92
6	Eléctrodos de terra	45	861,14	38.751,3
7	Condutor de cobre nu 35mm ²	50	457,27	22.863,5
8	Condutor de liga de Al ACCC 370,71 mm ²	22500	150	3.375000
9	Aço para Aterramento do Poste	130	162,36	21.106,8
10	Maciço	5	50.312,50	251.562,5
11	Isoladores de retenção para espias	5	167,56	837,8
12	Disjuntor de Alta tensao externo 72,5KV/9,4KA	1	300.000	300.000
	Seccionadores de alta tensao uso exterior 72,5KV/1600A	2	135.000	270.000
	Transformador de corrente (TI) de alta tensao montagem exterior 72,5KV/1200:5A	2	170.000	340.000
	Subtotal1	-	-	9.957.088,25

7.2 Mão-de-obra

Tabela 6: Mão-de-obra

Fonte: (Autor, 2023)

Mao-de-obra					
	Especificação	QTD	Horas	Salario/hora	Total
1	Engenheiro	3	1920	288,56	1.662.105,60
2	Técnico	2	1920	112,5	432.000,00
3	Auxiliares	18	1920	28,31	978.393,60
4	Oficiais	4	1920	32,47	249.369,60
Subtotal2					3.072.748,569
Transporte					
1	Grua	1	24	3.950,00	94.800,00
2	Guinchos	1	160	400,00	64.000,00
3	Camião	2	160	3.200,00	1.024.000,00
4	Carrinha Pickup	2	1920	300,00	1.152.000,00
Subtotal3					2.334.800,00
Custo da mão de obra = subtotal2+ subtotal3 = 5.656.668,8					
Custo = subtotal1 + Custo do Material + Custo da mão de obra					15.613.757,05

A estimativa de custo do presente trabalho foi elaborado em função de todas as etapas que o projecto apresenta, desde a aquisição dos equipamentos ate a montagem da linha.

O custo apresentado no projecto encontra-se isento do valor de IVA da aquisição de todos elementos envolvidos, sendo que o valor é de 15.613.757,05 (quinze milhões e seiscentos e treze mil, setecentos e cinquenta e sete e cinco centavos).

Tendo em conta a apreciação dos produtos ao longo do tempo e numa possível falha de dimensionamento do material, o custo apresentado na tabela será adicionado uma tolerância mínima de erro de 10%.

Custo total = custo*1,1

Custo total = 15.613.757,05 *1,1 = 17175132,76Mt

O custo do projecto é de 17.1751.32,76Mt (dezassete milhões e mil e setecentos e cinquenta e um, trinta e dois e setenta e seis centavos).

8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

8.1 Conclusão

A partir deste estudo, Conclui-se que a linha DL-06 não esta em condições de suportar na totalidade a capacidade da carga instalada na Subestação da Machava (SE-Machava) sem o auxilio da DL-13, isso fará com que em caso da indisponibilidade da DL-13, a linha DL06 funcione em regime de sobrecarga e com obrigação de se fazer restrições de carga. Conclui-se também que com a implementação do projecto aqui feito, esta linha funcionará de maneira segura sem sobressalto pelo que No capítulo 3 e 4 realizou-se, respectivamente, o redimensionamento da linha de AT. Especificamente, efetuou-se os cálculos eléctricos e mecânicos da linha.

Verificou-se também que com o uso do cabo ACCC tivemos ganho de maiores vãos de 175 para 200m e com menores flechas possíveis, poupou-se desta maneira o número de apoios que eram necessários no projecto anterior.

8.2 Recomendações

Tendo em conta os problemas apresentados pela linha de transmissão de energia – DL6, foi possível encontrar algumas soluções: o primeiro visa em adoptar medidas correctivas com vista a minimizar os riscos de segurança que possam ocasionar as interrupções de fornecimento de energia e a segunda em construir uma nova linha), das quais a construção da nova linha, Trás melhores benefícios sobre o ponto de vista económico pois é mais viável e eficaz, minimiza os custos de manutenção durante a operação.

Do ponto de vista técnico, alcança o objectivo previamente estabelecido pois diminui as perdas e melhora a fiabilidade de transmissão.

Melhora ainda a capacidade da linha tornando possível a alimentação de possíveis cargas futuras.

De igual modo recomenda-se as inspeções constantes na linha, visto que nota-se com frequência o surgimento de pessoas erguendo infraestruturas próximo ou de baixo das linhas e isso dificulta as manutenções e põe em perigo a vida humana.

9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. [Almeida] Almeida, Márcio Tadeu de, Paulo Roberto Labegalini, José Ayrton Labegalini
2. KINDERMAN, G., CAMPAGNOLO, J. M. 1995 – Aterramento Eléctrico, 3 a ed., Sagra-D.C. Luzzatto Editores, Porto Alegre
3. Nuno João Falcão Sequeira; Projecto de Linha Aéreas de Alta Tensão Conforme a Norma EN50341-1;29/06/09;
4. RSIUEE – “Regulamento de Segurança de Instalações de Utilização de Energia Eléctrica”, Direcção Geral de Energia (1974)
5. Rubens Dario Fuchs; Projectos Mecânicos das Linhas Aéreas de Transmissão. (1992).

APÊNDICES

Apêndice 1: Demonstração da localização da SE-Machava via Google Map



Figura 1-1: Demonstração da localização da SE-Machava via Google Map

FONTE: (Google Map, 2023)

Apêndice 2: Demonstração da localização da SE-Infulene via Google Map

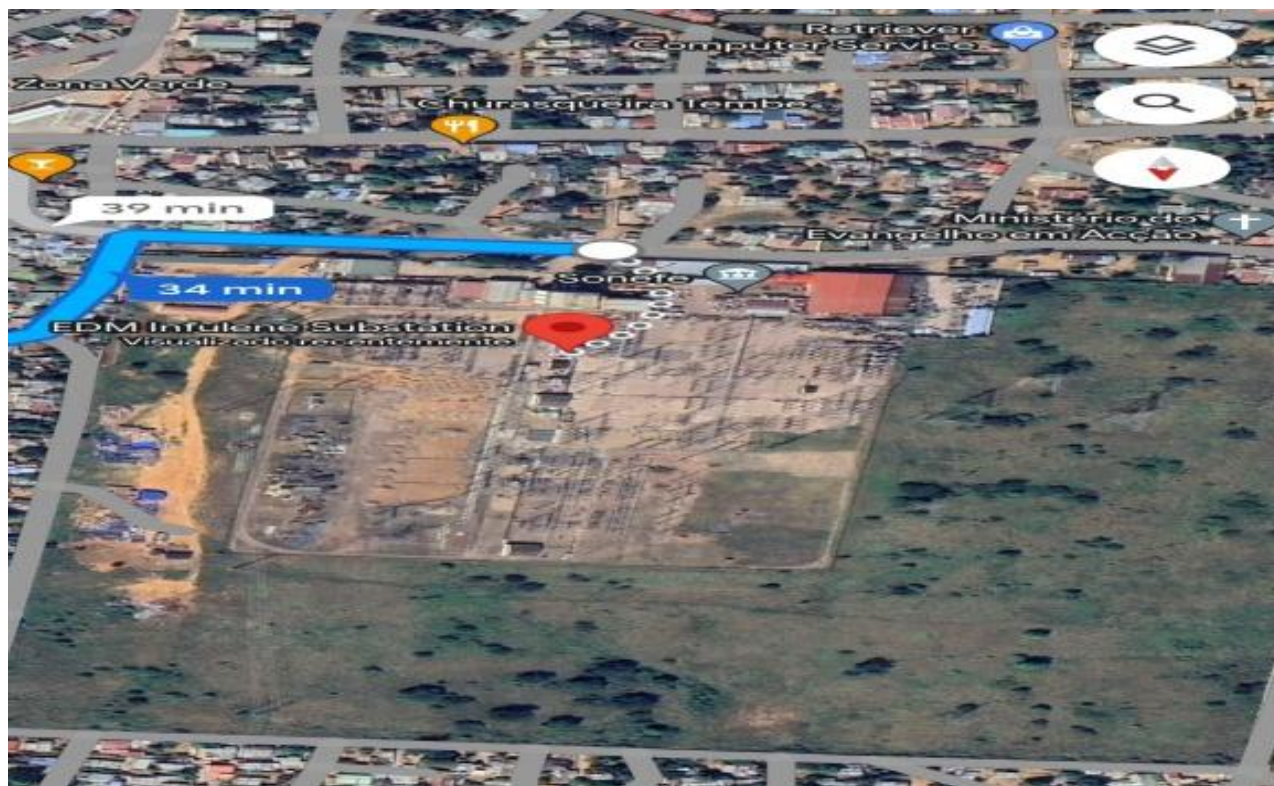


Figura 2-2: Demonstração da localização da SE-Infulene via Google Map

FONTE: (Google Map, 2023)

Apêndice 3: Esquemas típico de uma Subestação

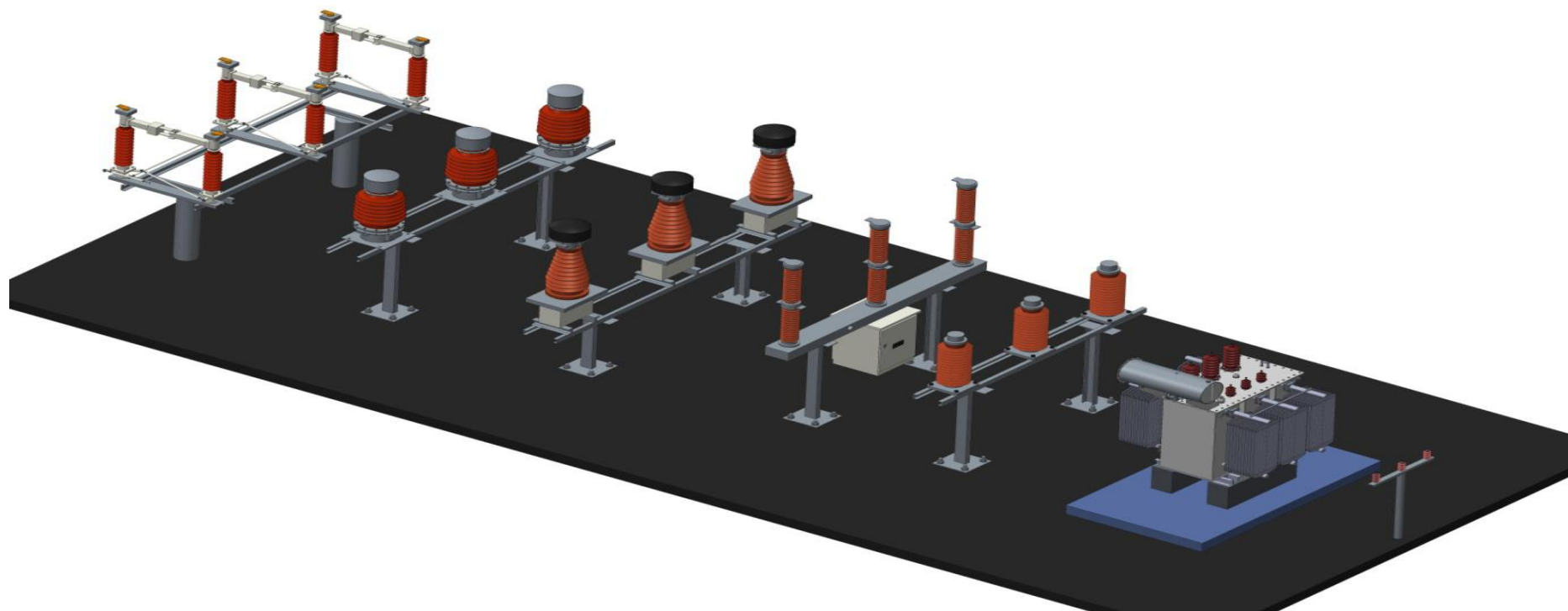


Figura 3-3: Esquemas típico de uma Subestação

Fonte: (Aliexpress,)

Apêndice 4: Esquema de visão geral da subestação SE-Machava

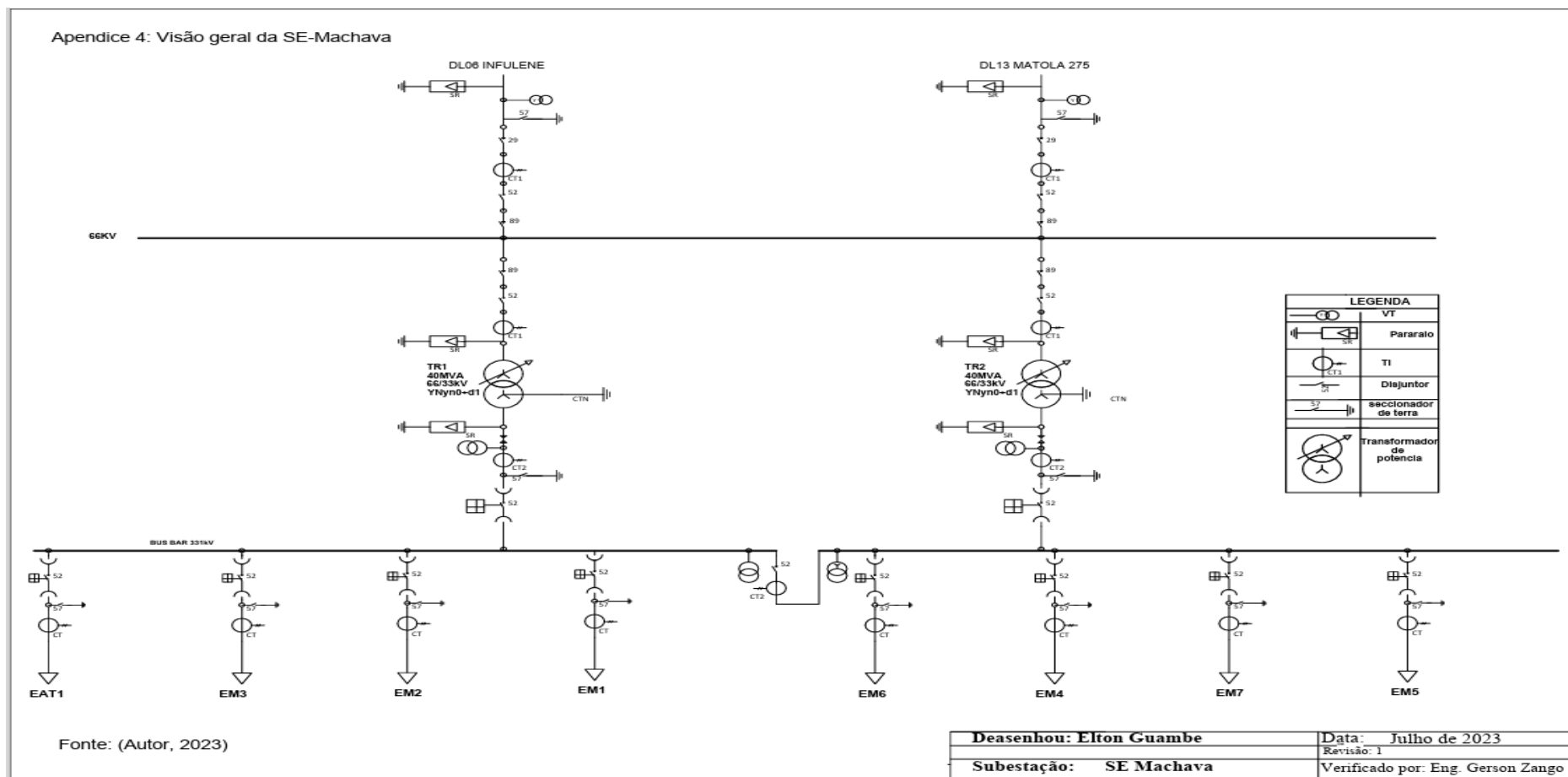


Figura 4-4: Esquema de visão geral da subestação SE-Machava

Fonte (Autor, 2023)

Apêndice 5: Esquema do Perfil da entrada na SE-Machava

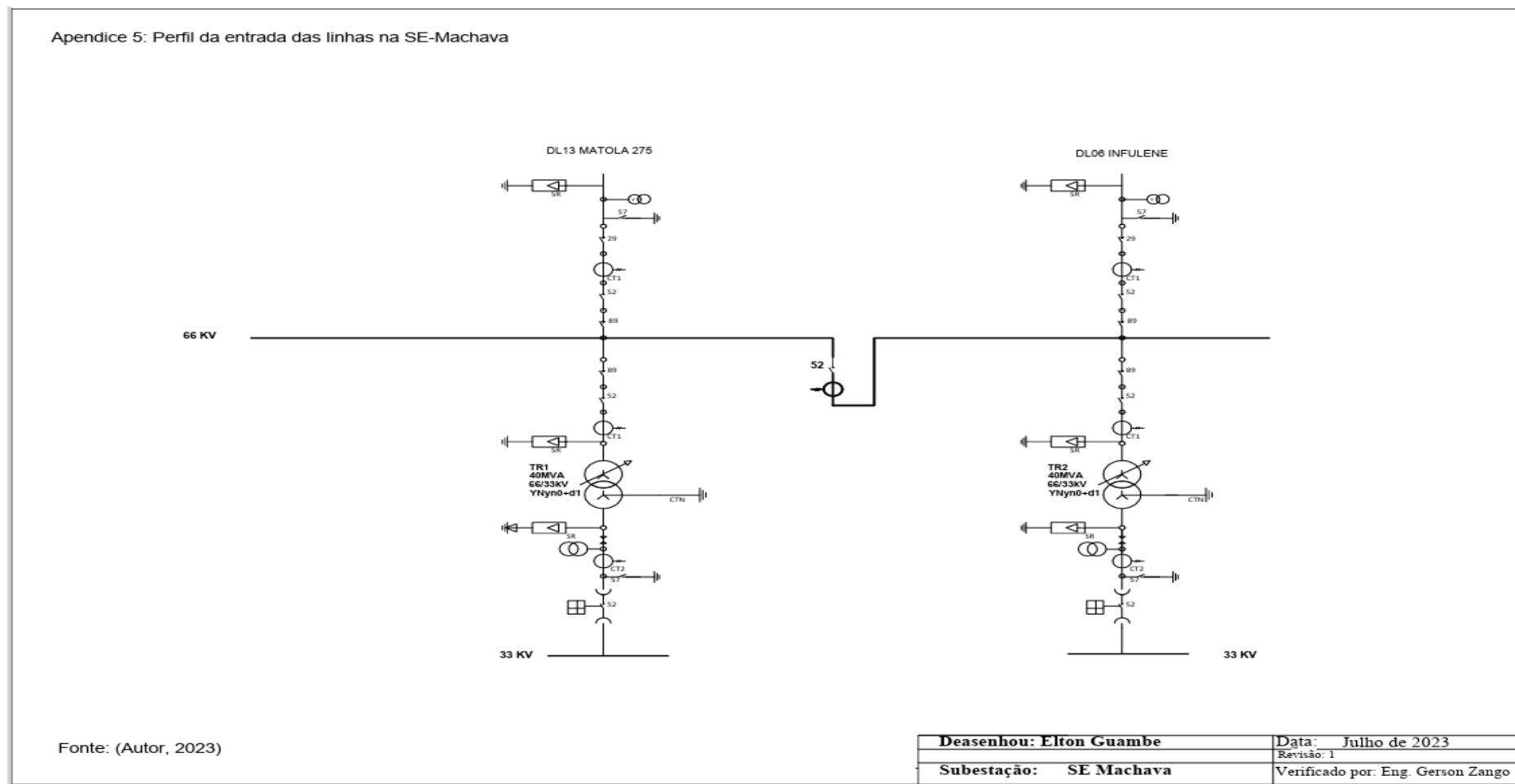


Figura 5-5: Esquema do Perfil da entrada na SE-Machava

Fonte (Autor, 2023)

Apêndice 6: Características do cabo para alimentar a SE-Machava

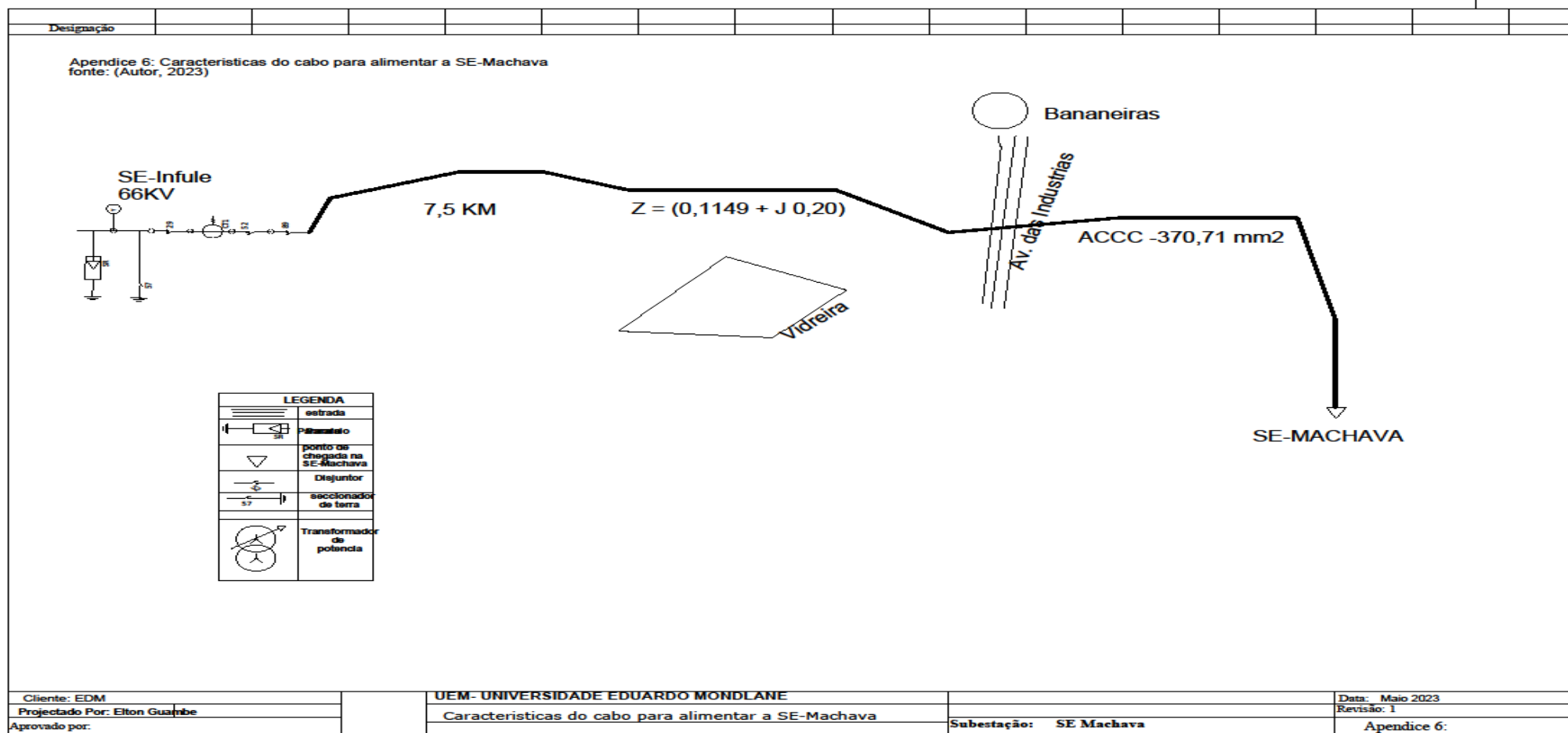


Figura 6-6: Características do cabo para alimentar a SE-Machava

Fonte: (Autor, 2023)

ANEXOS

Anexo 1: Pressão dinâmica do vento

Tabela 1-1: Pressão dinâmica do vento

Altura acima do solo (m)	Pressão dinâmica, q (Pa)	
	Vento máximo habitual	Vento reduzido
Ate 30-----	750	300
De 30 a 50 -----	900	360
Acima de 50 -----	1050	420

Anexo 2: Coeficiente de forma dos cabos

Tabela 2-2: Coeficiente de forma dos cabos

	Diâmetro em (mm)	Coeficiente de forma
Condutores nus e cabos de guarda	Até 12,5 -----	1.2
	De 12,5 até 15,8 -----	1.1
Cabos isolados em feixes (torçadas)	Acima de 15,8 -----	1.0
	-	1.3
Cabos auto-suportados e cabos tipo 8.	-	1,8
	-	1,0
Isoladores	-	

Anexo 3: parâmetros dos condutores

Tabela 3-3: parâmetros dos condutores

DATA SHEET:		CTC GLOBAL		
ACCC® ULS AZR OSLO ACCC®-AZR 314/60/224 (619 kcmil)*				
For questions, please contact CTC Application Engineering Department: applicationsupport@ctcglobal.com				
Metric and US Units are considered separate				
Aluminum Specification		Metric		US Units
Nominal Aluminum Cross-sectional Area***	313.8	mm ²	619.3	kcmil
Layer 1 %IACS/Aluminum Type (inner)	60%		AT3	
Layer 2 %IACS/Aluminum Type	60%		AT3	
Aluminum Nominal Weight**	869.4	kg/km	584.3	lb/kft
Coefficient of Thermal Expansion	23.0	x10 ⁻⁶ /°C	12.8	x10 ⁻⁶ /°F
Aluminum Heat Capacity	809.9	W-s/m-C	137.1	W-s/ft-F
ACCC® Core Specification (CTC Part Number 210-008)		Metric		US Units
Nominal Cross-sectional Area of Core	60.30	mm ²	0.0935	in ²
Nominal Diameter of Composite Core	8.76	mm	0.345	in.
Core Nominal Weight	108.0	kg/km	72.9	lb/kft
Rated Strength of Core - 375 ksi (2586 MPa)	156.1	kN	35.1	kips
Coefficient of Thermal Expansion	0.75	x10 ⁻⁶ /°C	0.417	x10 ⁻⁶ /°F
Modulus of Elasticity	146.0	GPa	21.17	Msi
Core Heat Capacity	87.8	W-s/m-°C	14.9	W-s/ft-°F
ACCC® Conductor Specification		Metric		US Units
Overall Diameter of Conductor ¹	22.40	mm	0.882	in.
Nominal Cross-sectional Area of the Conductor	374.1	mm ²	0.580	in ²
Ultimate Tensile Strength of Conductor ²	160.7	kN	36.1	kips
Conductor Nominal Weight**	977.4	kg/km	657.2	lb/kft
Coefficient of Linear Expansion Above Thermal Kneepoint	0.75	x10 ⁻⁶ /°C	0.417	x10 ⁻⁶ /°F
Coefficient of Linear Expansion Below Thermal Kneepoint	15.6	x10 ⁻⁶ /°C	8.66	x10 ⁻⁶ /°F
Final Modulus of Elasticity Above Thermal Kneepoint	146.0	GPa	21.17	Msi
Final Modulus of Elasticity Below Thermal Kneepoint	70.4	GPa	10.2	Msi
Maximum Allowable Operating Temperature at Surface ³	180	°C	356	°F
Electrical Specification		Metric		US Units
Nominal DC Resistivity at 20°C	0.0939	ohm/km	0.1511	ohm/mile
Temperature Coefficient of Resistance	0.00400	/°C	0.00222	/°F
Frequency	50	Hz	50	Hz
AC Nominal Resistance at 25°C	0.0962	ohm/km	0.1548	ohm/mile
AC Nominal Resistance at 75°C	0.1149	ohm/km	0.1849	ohm/mile
AC Nominal Resistance at 200°C	0.1617	ohm/km	0.2603	ohm/mile
AC Current Rating at Given Temperatures ⁴		1261	@ 180°C & 50 Hz	
		1329	@ 200°C & 50 Hz	
GMR (estimated)	9.24	mm	0.0303	ft.
Inductive Reactance	0.220	ohm/km	0.3536	ohm/mile
Capacitive Reactance	0.189	Mohm-km	0.1176	Mohm-mile

Anexo 4: características dos condutores mais usados pela EDM

Tabela 4-4: características dos condutores mais usados pela EDM

Nome do condutor	Secção [mm ²]	Equiv. Cu [mm ²]	Diametro [mm]	Massa [$\frac{Kg}{km}$]	Tmax [N]	Carga Maxima [Kg]	Coefficiente de exp. Linear [$\frac{1}{^{\circ}C \times 10^{-6}}$]	Módulo De elasticidade [$\frac{N}{mm^2}$]	R20 [$\frac{\Omega}{Km}$]	I [A]	Peso próprio [$\frac{Kg}{m}$]
Squirrel	24.48	12.90	6.33	85	8020	818	19.31	80400	1.3677	130	0.35
Ferret	49.48	25.81	9	173	15200	1530	19.31	80400	0.6766	210	0.35
Mink	73.65	38.71	10.98	257	21900	2230	19.31	80400	0.4546	260	0.35
Leopardo	148.21	80.65	15.81	494	42200	4300	19.54	76300	0.2184	410	0.35
Phanter	261.54	129.00	21.00	970	90800	9260	18.43	83400	0.1363	560	0.35
Dove	328.5		23.55	1141.5	101100	10305,81			0.1027 4	710	
OSLO	370,71		22.4	977,4	160700	16397.96	15,6			1210	0,977

Anexo 5: tensões nominais dos pára-raios

Tabela 5-5: tensões nominais dos pára-raios

Tensão nominal da rede (Kv)	Tensão nominal dos pára-raios "xbe"	
	Neutro isolado	Neutro à terra
34,5	36.2	36.2
46.0	48.3	48.3
69.0	72.5	72,5

Anexo 6: Densidade de corrente económica dos condutores

Tabela 6-6: Densidade de corrente económica dos condutores em $\left[\frac{A}{mm^2}\right]$

Tipo de linha	U ≤ 33KV	U ≥ 60KV
Condutores nús de alumínio-aço	0,9	0,8
Condutores nús de cobre	1,9	1,7

Anexo 7: Parâmetros para o dimensionamento do seccionador

Tabelas 7-7: Parâmetros para o dimensionamento do seccionador

Partes do equipamento Contactos:	Temperatura máxima (0C)	Limites de elevação de temperatura para ambiente que exceda a 40°C
Liga de cobre nu no ar	75	35
Liga de cobre nu no óleo	80	40
Prateados ou niquelados no óleo	105	65
Cobre nu ou liga e alumínio no ar	90	50
Cobre nu ou liga e alumínio no óleo	90	50
Prateado ou niqueladas no ar	115	75
Prateadas ou niqueladas no óleo	100	60
Óleos para disjuntores a óleo	90	50
Óleos para disjuntores a óleo	90	50

Anexo 8: tipos de apoios e níveis de tensão

Tabela 8-8: tipos de apoios e níveis 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)

Anexo 9: Coeficiente de linha de fuga para os isoladores

Tabela 9-9: Coeficiente de linha de fuga para os isoladores

No quadro 4.1 do Regulamento, estão indicados os valores da linha de fuga mínima entre fase e terra, em mm/kV, conforme o nível de poluição:

- Poluição fraca: 16 mm/kV
- Poluição média: 20 mm/kV
- Poluição forte: 25 mm/kV
- Poluição muito forte: 31 mm/kV

Com base nestes valores, calcula-se o comprimento da linha de fuga dos isoladores para garantir o isolamento adequado.

Anexo 10: Parâmetros de escolha dos VT's

Tabela 10.1-1: Parâmetros de escolha dos VT's

TABLE 10.1 Standard VT ratios	Voltage Ratios						
	1:1	2:1	2.5:1	4:1	5:1	20:1	40:1
60:1	100:1	200:1	300:1	400:1	600:1	800:1	
1000:1	2000:1	3000:1	4500:1				

Anexo 11: Parâmetros de escolha dos TC's

Tabela 10.2-10: Parâmetros de escolha dos TC's

TABLE 10.2 Standard CT ratios	Current Ratios						
	50:5	100:5	150:5	200:5	250:5	300:5	400:5
450:5	500:5	600:5	800:5	900:5	1000:5	1200:5	
1500:5	1600:5	2000:5	2400:5	2500:5	3000:5	3200:5	
4000:5	5000:5	6000:5					

Anexo 12: Seleção do tempo de ajuste de reles da família CO-8

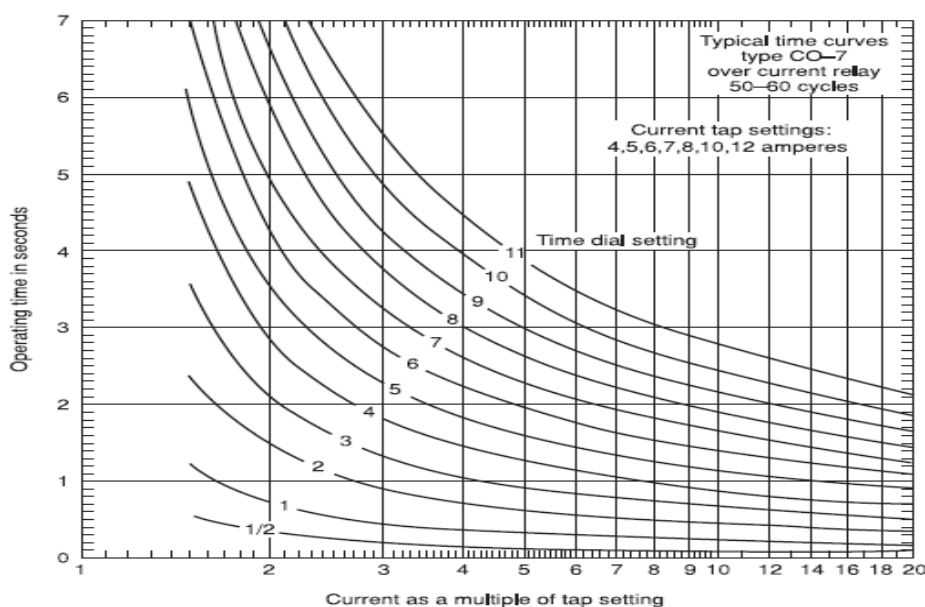


Figura 1-11: Seleção do tempo de ajuste de reles da família CO-8

A 12.1.1-12: ACTA DE ENCONTROS



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE

FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELETROTÉCNICA

ACTA DE ENCONTROS

REFERÊNCIA DO TEMA	2023ELEPPL02	DATA:	20/02/2023
--------------------	--------------	-------	------------

1. AGENDA:

Apresentação do TAT e discursão em torno do tema

2. PRESENÇAS

Supervisor	Eng ^o Gérson Zango
Co-Supervisor	
Estudante	Elton Guambe
Outros	

3. RESUMO DO ENCONTRO

Correção do tema
Correção dos objetivos

A 12.1.2-13: ACTA DE ENCONTROS

4. RECOMENDAÇÕES

5. OBSERVAÇÕES

--	--

6. DATA DO PRÓXIMO ENCONTRO

22/03/2023

	22/03/2023
--	------------

A 12.1.3 -14: ACTA DE ENCONTROS



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE

FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELETROTÉCNICA

ACTA DE ENCONTROS

REFERÊNCIA DO TEMA	2023ELEPPL02	DATA:	20/02/2023
--------------------	--------------	-------	------------

7. AGENDA:

Apresentação das retificações sugeridas no tema e objetivos

8. PRESENCAS

Supervisor	Eng ^o Gérson Zango
Co-Supervisor	
Estudante	Elton Guambe
Outros	

9. RESUMO DO ENCONTRO

Verificação e Validação do TAT

A 12.1.4-15: ACTA DE ENCONTROS

10. RECOMENDAÇÕES

Olhar sempre pelo custo econômico e benefícios que advém do projeto

11. OBSERVAÇÕES	
-----------------	--

12. DATA DO PRÓXIMO ENCONTRO	12/04/2023
------------------------------	------------

A 12.1.5-16: ACTA DE ENCONTROS



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE

FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELETROTÉCNICA

ACTA DE ENCONTROS

REFERÊNCIA DO TEMA	2023ELEPPL02	DATA:	20/02/2023
--------------------	--------------	-------	------------

13. AGENDA:

Revisão bibliográfica, Resultados, Análises e discussão

14. PRESENÇAS

Supervisor	Eng ^o Gérson Zango
Co-Supervisor	
Estudante	Elton Guambe
Outros	

15. RESUMO DO ENCONTRO

Apreciação geral de todo o trabalho feito

A 12.1.6-17: ACTA DE ENCONTROS

16. RECOMENDAÇÕES

Eliminar algumas suposições não possíveis de comprovar na prática
Acrescentar alguns elementos no orçamento
Retificar alguns aspetos relacionados com a escrita
Melhorar o resumo
Melhorar a conclusão

17. OBSERVAÇÕES	
-----------------	--

18. DATA DO PRÓXIMO ENCONTRO	22/05/2023
------------------------------	------------

A 12.1.7-18: ACTA DE ENCONTROS



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE

FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELETROTÉCNICA

ACTA DE ENCONTROS

REFERÊNCIA DO TEMA	2023ELPEPL02	DATA:	20/02/23
--------------------	--------------	-------	----------

19. AGENDA:

Verificação final do relatório

20. PRESENÇAS

Supervisor	Eng ^o Gérson Zango
Co-Supervisor	
Estudante	Elton Guambe
Outros	

21. RESUMO DO ENCONTRO

A 12.1.8-19: ACTA DE ENCONTROS

22. RECOMENDAÇÕES

23. OBSERVAÇÕES

--	--

24. DATA DO PRÓXIMO ENCONTRO

--	--

A 13.1-20: RELATÓRIO DE PROGRESSO



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE

FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

CURSO DE ENGENHARIA ELÉCTRICA

RELATÓRIO DE PROGRESSO

REFERÊNCIA DO TEMA:	2023ELEPPL02
---------------------	--------------

ACTV	DATA	ESTÁGIO (%)	OBSERVAÇÕES	RÚBRICA
1	02/04/23	60	Alteração do tema porque de modo a se apresentar resumido	
	04/04/23	100	Melhorar o objectivo específico	
2	04/04/23	15	Pode avançar para bibliografia	
	12/04/23	40	Selecionar os conceitos chaves	
3	20/04/23			
	26/04/23			
4	22/05/23			

A 14.1.1-21 GUIA DE AVALIAÇÃO DO RELATÓRIO ESCRITO



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE
FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA
F1 - GUIA DE AVALIAÇÃO DO RELATÓRIO ESCRITO

Nome do estudante: Elton Guambe

Referência do tema: 2023ELEPPL02

Data: 20/02/2023

Título do tema: Análise do desempenho da linha DL-06 que alimenta a subestação da Machava a partir da subestação de Infulene Província de Maputo, distrito da Matola

1. Resumo					
1.1. Apresentação dos pontos chaves no resumo (clareza, organização, correlação com o apresentado)	1	2	3	4	5
Secção 1 subtotal (max: 5)					

2. Organização (estrutura) e explanação										
2.1. Objectivos	1	2	3	4	5					
2.2. Introdução, antecedentes e pesquisa bibliográfica	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.3. Metodologias	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.4. Resultados, sua análise e discussão	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.5. Conclusões e aplicação dos resultados (recomendações)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Secção 2 subtotal (max: 45)										

A 14.21

A 14.1.2-22 GUIA DE AVALIAÇÃO DO RELATÓRIO ESCRITO

3. Argumentação										
3.1.Criatividade e originalidade	1	2	3	4	5					
3.2.Rigor	1	2	3	4	5					
3.3.Análise crítica, evidência e lógica	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.4.Relação objectivos/métodos/resultados/conclusões	1	2	3	4	5					
3.5.Relevância	1	2	3	4	5					
Secção 3 subtotal (max: 30)										

4. Apresentação e estilo da escrita					
4.1. Legibilidade e organização	1	2	3	4	5
4.2. Ilustração e qualidade das figuras e tabelas	1	2	3	4	5
4.3. Estilo da escrita (fluência do texto, uso da língua e gramática)	1	2	3	4	5
4.4.Fontes bibliográficas (citação correcta, referências, etc)	1	2	3	4	5
Secção 4 subtotal (max: 20)					

Total de pontos (max: 100)	
-----------------------------------	--

Nota (=Total*0,2)	
--------------------------	--

Nota: Quando exista a componente gráfica (desenhos técnicos), a nota acima é multiplicada por 0,8 cabendo os restantes 20% do peso à referida parte gráfica

A 15.1.1-21: GUIA DE AVALIAÇÃO DA APRESENTAÇÃO ORAL E DEFESA



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE

FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

F2 – GUIA DE AVALIAÇÃO DA APRESENTAÇÃO ORAL E DEFESA

Nome do estudante: Elton Guambe

Referência do tema: 2023ELEPPL02

Data: 20/ 02/ 2023

Título do tema: Análise do desempenho da linha DL-06 que alimenta a subestação da Machava a partir da subestação de Infulene Província de Maputo, distrito da Matola.

1. Introdução										
1.1. Apresentação dos pontos chaves na introdução (Contexto e importância do trabalho)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Secção 1 subtotal (max: 10)										

2. Organização e explanação										
2.1. Objectivos	1	2	3							
2.3. Metodologia	1	2	3	4						
2.4. Resultados, sua análise e discussão	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.5. Conclusões e aplicação dos resultados (recomendações)	1	2	3	4	5	6	7	8		
Secção 2 subtotal (max: 25)										

A 15.23

A 15.1.2-24: GUIA DE AVALIAÇÃO DA APRESENTAÇÃO ORAL E DEFESA

3. Estilo da apresentação										
3. 1. Uso efectivo do tempo	1	2	3	4	5					
3.2. Clareza, tom, vivacidade e entusiasmo	1	2	3	4	5					
3.3. Uso e qualidade dos audiovisuais	1	2	3	4	5					
Secção 3 subtotal (max: 15)										

4. Defesa										
4.1. Exactidão nas respostas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2. Domínio dos conceitos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.3. Confiança e domínio do trabalho realizado	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.4. Domínio do significado e aplicação dos resultados	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.5. Segurança nas intervenções	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Secção 3 subtotal (max: 50)										

Total de pontos (max: 100)		Nota (=Total*0,2)	
---------------------------------------	--	--------------------------	--

A16.1-25: FICHA DE AVALIAÇÃO GLOBAL



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE

FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

F3 - FICHA DE AVALIAÇÃO GLOBAL

Nome do estudante: Elton Guambe

Referência do tema: 2023ELEPPL02

Data: 20/ 02/ 2023

Título do tema: Análise do desempenho da linha DL-06 que alimenta a subestação da Machava a partir da subestação de Infulene Província de Maputo, distrito da Matola.

AVALIADOR	NOTA OBTIDA	PESO (%)
Relatório escrito (F1)	N1=	A= 60
Apresentação e defesa do trabalho (F2)	N2=	B= 40

CLASSIFICAÇÃO FINAL $=(N1*A+N2*B)/100$	
--	--

OS MEMBROS DO JURI:

	ASSINATURAS
O Presidente	
O Oponente	
Os Supervisores	

Maputo, 26 Maio de 2023