



UNIVERSIDADE  
E D U A R D O  
MONDLANE

**FACULDADE DE ENGENHARIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA**  
**Curso de Engenharia Eléctrica**

**Cadeira: Estágio Profissional**

**Redimensionamento da rede de distribuição subterrânea de energia eléctrica de média tensão que interliga os bairros da Coop e Sommerschield, ( de PS13 até SE5) na Cidade de Maputo.**

**Discente:**

Adelito Gildo Amosse Guambe

**Supervisor:**

Eng<sup>o</sup> Helder Nhambe

Maputo, Dezembro de 2022



**FACULDADE DE ENGENHARIA**

**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA**

**Curso de Engenharia Eléctrica**

**Cadeira: Estágio Profissional**

**Redimensionamento da rede de distribuição subterrânea de energia eléctrica de média tensão que interliga os bairros da Coop e Sommerschild, ( de PS13 até SE5) na Cidade de Maputo.**

**Discente:**

Adelito Gildo Amosse Guambe

**Supervisor:**

Eng<sup>o</sup> Helder Nhambe

Maputo, Dezembro de 2022

**Redimensionamento da rede de distribuição subterrânea de energia eléctrica de média tensão que interliga os bairros da Coop e Sommerschield, ( de PS13 até SE5) na Cidade de Maputo.**

Relatório apresentado ao Departamento de Engenharia Electrotécnica–DEEL, Faculdade de Engenharia da Universidade Eduardo Mondlane–UEM como requisito para obtenção do grau de licenciatura em Engenharia Eléctrica

**O Supervisor**

**Engº Helder Nhambe**

Maputo

Faculdade de Engenharia

Dezembro de 2022



UNIVERSIDADE  
EDUARDO  
MONDLANE

**FACULDADE DE ENGENHARIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA**  
**Curso de Engenharia Eléctrica**

**TERMO DE ENTREGA DE RELATÓRIO DO ESTÁGIO PROFISSIONAL**

Declaro que o estudante Adelito Gildo Amosse Guambe entregou no dia 25/11/2022 as duas cópias do relatório do seu trabalho de ESTÁGIO PROFISSIONAL com a referência 2022ELEPPL43 Intitulado: **Redimensionamento da rede de distribuição subterrânea de energia eléctrica de média tensão que interliga os bairros da Coop e Sommerschild, ( de PS13 até SE5) na Cidade de Maputo.**

Maputo, aos 7 de Dezembro de 2022

A Chefe da Secretaria:

.....  
( dra. Arlete Chiconela )

## **I. Dedicatória**

Uma dedicatória muito especial vai para minha minha esposa Vitória Delci Obed Assunção Guambe, pelo apoio incondicional, amizade, amor e carinho pela paciência que teve comigo para execução deste projecto.

## II. Agradecimento

A elaboração de qualquer trabalho científico conta, directa ou indirectamente com a contribuição de muitas pessoas o que faz com que seja um trabalho de equipa. A todos os que contribuíram presto os meus maiores agradecimentos. Entretanto, não seria justo e, muito menos correcto, deixar passar esta oportunidade de agradecer á aquelas que particularmente contribuíram para a sua realização. Que passo a manifestar o meu agradecimento de uma forma particular:

- Em primeiro lugar agradeço a Deus por ter-me dado capacidade, inteligênciã e força para a realização deste trabalho.
- Aos meus pais em particular a minha mãe, Flora Cofiane meus irmãos pelo investimento e apoio para a minha formação e sobretudo pelos valores e princípios morais a mim inculcados.
- A minha esposa Vitória D. O. Assunção em especial, porque ela viveu e viu as minhas maiores dificuldades nos momentos mais difíceis e deu o seu apoio incondicional em todas situações.
- Ao meu orientador, Eng<sup>o</sup> Helder Nhambe, pelo incentivo e pelas instruções científicas, ajuda e atenção sobre o andamento e a realização deste projecto.
- A minha gratidão vai também a todos colegas de carteira em especial para (eng<sup>o</sup>.Feliciano Dique ), aos trabalhadores da empresa EDM, pelo suporte.

O agradecimento se estende todos aos meus colegas, o meu muito obrigado pelo apoio e amizade, e todos os que eventualmente esqueci de mencionar em particular, vai o meu muito obrigado

### **III. Declaração de honra**

Adelito Gildo Amosse Guambe, declaro por minha honra que este trabalho é da minha autoria, sendo fruto dos conhecimentos adquiridos ao longo da minha formação, durante o estágio profissional na empresa EDM (Electricidade De Moçambique), investigação pessoal e por apoio e orientação dos supervisores. Declaro ainda que o seu conteúdo é original e todas as fontes consultadas estão identificadas na bibliografia.

Maputo, Dezembro de 2022

---

(Adelito Gildo Amosse Guambe)

#### **IV. Resumo**

Este trabalho tem como abordagem principal, o melhoramento da rede subterrânea de média tensão dos bairros da Coop e Sommerschield. Uma vez que esta linha funciona num regime de sobrecarga e apresenta muitas interrupções, devido aos defeitos nos cabos causados por humanos. Em vista temos aqui a solução, e para atingir este objectivo, fez-se um redimensionamento da rede subterrânea que liga estes dois bairros, em particular redimensionou-se o cabo que sai da SE05 até ao PS13, e neste redimensionamento tivemos como solução o cabo de alumínio, com as seguintes características, *Cabo LXLPE 1 x 800 mm<sup>2</sup> , 11KV, AL*, e as suas protecções com as características seguintes do disjuntor de corte geral, SN-800 A, com um poder de corte de 20KA da marca SACE, a ser instalado no PS13. Determinou-se o melhor traçado possível para a rede, alterando o percurso da rede actual nas zonas onde o cabo eléctrico encontra-se debaixo das residências num trecho de aproximadamente 800 metros, para um espaço público, como por exemplo, passeios e/ou bermas e ruas. Pela análise comparativa assim como pela estimativa de custos feitos a sua implementação é viável visto, que o projecto propõe uma solução económica para o redimensionamento da rede subterrânea de média tensão.

**Palavra chave:** Redes subterrâneas, redimensionamento de cabos de média tensão

## V. Índice

	<b>Conteúdo</b>	<b>Páginas</b>
1.	APRESENTAÇÃO DO TRABALHO.....	1
1.1.	Introdução.....	1
1.2.	Formulação do problema.....	2
1.3.	Justificativa.....	2
1.4.	Objectivos.....	3
1.4.1.	Objectivo geral.....	3
1.4.2.	Objectivos especificos.....	3
1.5.	Metodologias.....	4
2.	FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	5
2.1.	Generalidade sobre o Sistema Eléctrico de Potência.....	5
2.1.1.	Rede eléctrica.....	6
2.1.2.	Redes Eléctricas de Distribuição.....	6
2.1.3.	Configurações de Redes Subterrâneas.....	7
2.2.	Equipamentos de Média Tensão.....	10
2.2.1.	Características Gerais.....	10
2.2.2.	Aparelhos de Manobra e de Protecção.....	11
2.2.3.	Transformadores de Medida.....	11
2.3.	Constituição dos condutores e cabos de energia.....	13
2.4.	Comparação dos matérias isolantes sintéticos mais comuns.....	18
2.5.	Técnicas de colocação dos cabos subterrâneos.....	20
2.6.	Avárias em cabos subterrâneos.....	23
2.7.	Passos para resolução de Avárias na rede subterrânea de MT.....	26
3.	DIMENSIONAMENTO DA REDE SUBTERRÂNEA DE MÉDIA TENSÃO	27
3.1.	Histórico da linha que parte de SE05 até o PS13.....	27
3.1.1.	Caracterização da situação actual em relação as cargas no PS13.....	29
3.1.2.	Previsão do aumento de carga.....	32
3.2.	Dimensionamento de cabos de média tensão do projecto.....	33
3.2.1.	Critério da Capacidade de Condução de Corrente (ampacidade).....	35

3.2.2.	cálculo da corrente corrigida exigida pela carga.....	39
3.2.3.	Cálculo da secção pelo critério da Corrente de Curto Circuito .....	41
3.2.4.	Cálculo da secção mínima pelo critério da Queda de Tensão.....	45
3.2.5.	Definição da secção mínima da blindagem do condutor .....	50
3.3.	Dimensionamento das proteções .....	51
3.4.	Proposta do novo percurso da linha que liga SE05 ao PS13 .....	54
4.	ESTIMATIVA DE CUSTOS DO PROJECTO.....	56
5.	ANALISE COMPARATIVA .....	58
6.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	60
6.1.	Conclusão.....	60
6.2.	Recomendações.....	61
_____	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	62
_____	ANEXOS .....	A

## VI. Índice de figuras

Figura 2.1: Diagrama Unifilar de Sistema Eléctrico de Potência.....	1
Figura 2.2: Sistema Radial.....	4
Figura 2.3: Sistema em Anel.....	5
Figura.2.4: Sistema em Malha aberta.....	6
Figura.2.5: Diagrama simplificado de uma Subestação (SE) típica de distribuição .....	9
Figura 2.6: Cabo monopolar .....	10
Figura 2.7: Cabo Tripolar .....	10
Figura 2.8: Constituição do cabo a seco.....	11
Figura 2.9: Cabo com isolamento de papel impregnado a óleo.....	11
Figura 2.10: a) cabos enterrados no solo.....	17
Figura2.10: b) colocação dos cabos em caleira.....	17
Figura 2.11: Entubação de cabos Figura .....	18
Figura 2.12: a) Defeito de isolamento.....	21
Figura 2.12: b) circuito interno do Defeito de isolamento.....	21
Figura 2.13: a) Defeito de continuidade.....	22
Figura 2.13: b) Circuito interno do Defeito de Continuidade.....	22
Figura 2.14: Defeito tipo explosor.....	22
Figura 3.1: Percurso da rede subterrânea actual que parte SE5 ao PS13 .....	40
Figura 3.2 a) Relé do PS13 na SE05. Fonte: Autoria Própria .....	42
Figura 3.2 b) Transformador de 20MVA da SE05. Fonte: Autoria Própria .....	42
Figura 3.3: Diagrama unifilar da SE05 ( fonte: EDM ) .....	47
Figura 3.4: Diagrama unifilar do PS 13 ( fonte: EDM ) .....	48
Figura 3.5: proposta do novo percurso da rede que liga SE05 ao PS13 .....	55
Figura 5.1: caixas de inspeção na rede de distribuição subterrânea .....	59

## VII. Lista de Acrónimos, Siglas e Abreviaturas e medidas

$I_{cc}$  – Corrente de curto-circuito (A)

$t$  – Tempo de duração do curto-circuito (s)

$T_0$  – Temperatura do condutor em regime contínuo (°C)

$T_1$  – Temperatura do condutor durante o curto-circuito (°C)

$\rho_{Cu}$  – Resistividade Eléctrica do condutor de cobre [ $\Omega m$ ]

$\rho_{Al}$  – Resistividade Eléctrica do condutor de alumínio [ $\Omega m$ ]

$S_{Al}$  – Secção do cabo do Alumínio ( $m^2$ )

$\cos \varphi$  – Factor de potência

XL – Reactância quilométrica ( $\Omega/Km$ )

$\Delta u$  – Queda de tensão (V)

$U_n$  – Tensão nominal da linha (V)

$I_n$  – Corrente nominal da linha (A)

$I_{max}$  – Corrente máxima (A)

$l$  – Comprimento da linha em metros (m)

$S_{cc}$  – Potência de curto – circuito em kVA

$U_{cc}$  – Tensão de curto – circuito percentual %

EDM – Empresa Distribuidora de Energia Eléctrica – Electricidade de Moçambique

QGBT – Quadro Geral de Baixa Tensão

PT – Posto de Transformação

BT – Baixa Tensão

MT – Média Tensão

DRCM – Direcção Regional da Cidade de Maputo

SEP – Sistema Eléctrico de Potencia

SE 05 – Subestação de Energia Eléctrica 05

PS 13 – Posto de Seccionamento 13

RSLEAT: Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão.

RSRDEEBT: Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Eléctrica Em Baixa Tensão.

# 1. APRESENTAÇÃO DO TRABALHO

## 1.1. Introdução

O Sistema Eléctrico de potência (SEP) é uma infra-estrutura fundamental no funcionamento de uma sociedade moderna, funcionando continuamente e desempenhando uma função vital, que depende de energia para a satisfação das suas necessidades nos domínios económico e social. Este exige um elevado investimento e uma engenharia sofisticada na sua construção e operação.

No âmbito do curso de Engenharia Eléctrica surgiu a possibilidade de realização de um estágio curricular em contexto real na EDM-DRCM (Electricidade de Moçambique-Direcção Regional da Cidade de Maputo) mas precisamente na EDM-delegação Ka Mpfumo, nas brigadas de manutenção de média e baixa tensão.

Podemos perceber que ao longo dos anos o desenvolvimento das redes eléctricas foi acompanhado pelo crescimento de novas tecnologias a nível mundial. A exploração das redes eléctricas exige da parte da entidade responsável por acções de planeamento, projecto e licenciamento de novas instalações eléctricas. Ao longo do estágio foi possível presenciar algumas das fases e assimilar conhecimentos teóricos com a prática em contexto real.

O projecto de redes de distribuição subterrâneas é um problema complexo quer a nível técnico como a nível social, devendo cumprir determinadas normas, leis impostas pela legislação. Desta forma o presente trabalho visa redimensionar a linha da rede subterrânea entre os bairros da coop e somarchild (campus da UEM), na cidade de Maputo (rede que sai da SE05 ao PS13), com a finalidade de garantir uma melhor qualidade de distribuição da energia eléctrica nestes bairros.

## **1.2. Formulação do problema**

A falta de atendimento de energia eléctrica, aliada a falta de qualidade com que a mesma é entregue ao usuário final, a demora em resolver problemas ou manutenções nas redes de distribuição tem se tornado cada vez mais frequente nas redes de distribuição de energia eléctrica no país. Actualmente os problemas de distribuição da rede subterrânea nas cidades têm aumentado devido a antiguidade da rede, uma vez que a rede foi concebida no tempo colonial, e os critérios para os quais foram dimensionadas hoje já não pode suprir com todas as exigências dos consumidores actuais.

Aliado a isto observou-se durante as pesquisas que a linha que sai da Coop até o Campus da UEM (ou melhor da SE5 até ao PS13) já sofreu varias intervenções de manutenção, devido aos defeitos constantes, porque uma parte da linha esta por baixo de residências, e isto faz com que sempre que os moradores fazem uma reforma nas suas residências interferem com os cabos subterrâneos deste troço.

Tendo em vista o exposto acima até que ponto o redimensionamento da rede de distribuição subterrânea que interliga os bairros da Coop e Sommerschild, pode trazer uma melhoria na qualidade de energia fornecida aos consumidores destes bairros.

## **1.3. Justificativa**

Ao observar as lacunas existentes nos projectos das concessionárias em relação as redes de distribuição de média tensão, assim como a exploração académica limitada no que concerne ao estudo de temas de redes de distribuição subterrâneas de média tensão, notou-se a viabilidade de elaborar um projecto de pesquisa com enfâse no melhoramento da qualidade de fornecimento de energia.

Além das lacunas ou problemas existentes na rede de distribuição subterrânea que geraram a oportunidade de fazer este trabalho, existe a motivação do autor, uma vez que vivi neste bairro de Polana Caniço, e sentia as dificuldades de fornecimento da energia eléctrica com qualidade.

O trabalho tem por foco, portanto redimensionar a rede subterrânea que interliga o bairro da Coop e da Sommerschild que está situada perto da Coop e Polana Cimento "B", analisados durante a pesquisa, visando a melhoria da rede de distribuição uma vez que a rede de distribuição de energia eléctrica tem um papel preponderante no bem estar e funcionamento da sociedade actual, pelo que deve ser alvo de uma abordagem seria e cuidada, tanto a nível técnico como pratico.

## **1.4. Objectivos**

### **1.4.1. Objectivo geral**

- Redimensionar a rede de distribuição subterrânea de energia eléctrica de média tensão (MT) que interliga os bairros da Coop e Sommerschild, (da SE5 até ao PS13) na Cidade de Maputo.

### **1.4.2. Objectivos especificos**

- Fazer uma Revisão da bibliografia existente sobre a actual tecnologia de rede de distribuição subterrânea de energia eléctrica.
- Identificar os principais defeitos actuais da rede de distribuição subterrânea que liga a SE5 até ao PS13.
- Identificar e dimensionar os equipamentos e dispositivos necessário para a protecção da rede de distribuição subterrânea.
- Dimensionar os cabos subterrâneos, respeitando os regulamentos normativos.
- Realizar uma análise comparativa do dimensionamento da rede de distribuição subterrânea existente na linha em estudo com a proposta.
- Fazer uma avaliação estimativa dos custos da introdução de uma nova linha de rede subterrânea no troco PS13 (bairro da Coop) até SE5 (bairro da Sommerschild especificamente no Campus da UEM).

## **1.5. Metodologias**

Pesquisa bibliográfica relacionada com o dimensionamento de redes de distribuição subterrânea de energia eléctrica.

Consultas ao supervisor e aos técnicos da área de manutenção de redes de distribuição de média e baixa tensão

Pesquisa em páginas da internet, que aborde temas relacionados a tecnologia de rede de distribuição subterrânea de energia eléctrica.

Consulta aos manuais e catálogos dos fornecedores de cabos e condutores eléctricos

Consulta das normas ou regulamentos sobre dimensionamento de redes de distribuição subterrânea de energia eléctrica.

Modelação computacional: será por meio do Programa Google Maps, onde serão elaborados todos os perfis da linha, assim como todo o percurso da rede em estudo.

## 2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

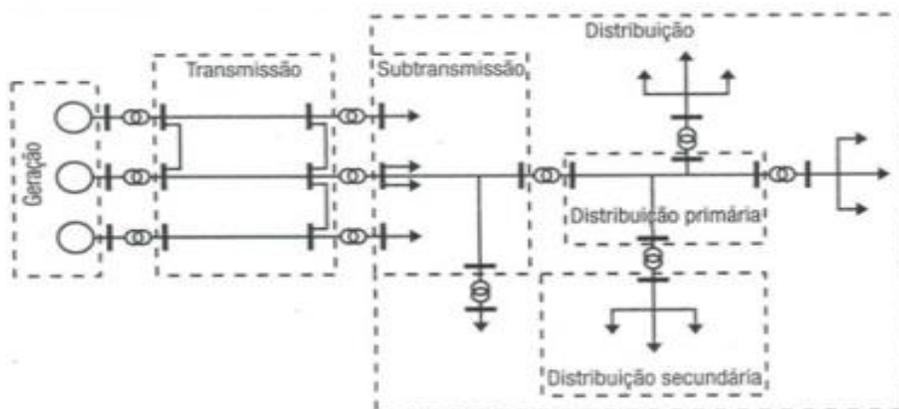
### 2.1. Generalidade sobre o Sistema Eléctrico de Potência

Os sistemas eléctricos de potência SEP têm a função essencial de fornecer energia eléctrica aos usuários, com qualidade adequada, no instante em que for solicitada.

Um 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. Os sistemas eléctricos de potência podem ser subdivididos em três grandes blocos:

- **Geração:** tem a função de converter alguma forma de energia em energia eléctrica.
- **Transmissão:** é responsável pelo transporte de energia eléctrica dos centros de produção aos de consumo.
- **Distribuição:** que distribui energia eléctrica recebida do sistema de transmissão aos grandes, médios e pequenos consumidores.

A seguir, apresenta-se um diagrama unifilar típico de um sistema eléctrico de potência, destacando a existência de três usinas:



**Figura 1:** Diagrama Unifilar de Sistema Eléctrico de Potência

### 2.1.1. Rede eléctrica

A rede eléctrica é todo o sistema eléctrico que permite a transferência de energia eléctrica desde a produção, elevando para as subestações e depois baixando até aos consumidores. A rede eléctrica está dividida em duas partes: primária e secundária [5].

- **Rede eléctrica primária** é aquela que serve de distribuição na média tensão. Esta rede compreende as tensões superiores a 1 KV e inferior ou igual a 66 KV [5].
- **Rede eléctrica secundária** é aquela que serve de distribuição funcionando em baixa tensão. Compreende os valores de tensão inferior a 1 KV e destinada a alimentar instalações de consumo (400V), com excepção de algumas unidades industriais onde a alimentação é feita em M.T. subterrâneo de ramal [3].

### 2.1.2. Redes Eléctricas de Distribuição

Rede eléctrica de distribuição é a rede que distribui a energia eléctrica recebida do sistema de transmissão aos grandes, médios e pequenos consumidores. As redes eléctricas de Media Tensão (MT), são aquelas que alimentam as redes de Baixa Tensão (BT), comumente designadas de redes de distribuição em BT, são os elementos do sistema eléctrico que mais frequentemente estão sujeitos a modificações, seja pela necessidade de alimentação de novos clientes, planeamento a curto-prazo da rede ou ainda melhoramento da qualidade de serviço, trata-se de uma área de actuação em constante actualização [3].

O projecto de redes eléctricas é um problema complexo, quer a nível técnico como a nível social, devendo cumprir determinadas normas, leis, regulamentos e portarias impostas por legislação.

Desta forma, este projecto obedece ao disposto no Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão (RSRDEEBT) e no Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e de Seccionamento (RSSPTS).

Está assim garantida a segurança e qualidade de serviço, tanto na construção de linhas, como depois quando estas estiverem em funcionamento, contribuindo assim para a redução dos impactos que poderá trazer à sociedade. As redes de MT, no que concerne ao tipo construtivo, podem ser aéreas ou subterrâneas.

As redes aéreas são utilizadas em zonas rurais e semiurbanas, enquanto as redes subterrâneas são usadas em zonas urbanas.

Os valores típicos para as redes de media tensão em Moçambique são 6,6KV, 11KV, 22KV, e 33KV (trifásica, respectivamente), segundo a norma do RSRDEEBT.

### **2.1.3. Configurações de Redes Subterrâneas.**

Quando a densidade de carga atinge valores elevados, cerca de 28MVA/km<sup>2</sup> com o limite máximo do sistema aéreo, a partir dessa densidade, a área em estudo deverá ser alimentada por um sistema subterrâneo de distribuição.

Como nos grandes centros comerciais ou residenciais, torna-se impraticável a construção de linhas aéreas em vista da multiplicidade e do peso excessivo dos equipamentos necessários. Nestes centros, não só a densidade impõe a utilização da distribuição subterrânea de energia eléctrica, como a importância da carga ligada justifica um maior investimento com a aplicação do sistema reticulado, para proporcionar alta qualidade de serviço.

Onde os dois sistemas são praticáveis, o custo da construção subterrânea é geralmente mais elevado que o do aéreo. Entretanto, há casos em que outros factores predominam sobre o custo, tais como, melhor aparência das vias públicas, continuidade do fornecimento, obstáculos às linhas aéreas.

O sistema subterrâneo ainda oferece menor risco de falhas provenientes de causa externas, como queda de objectos, abalroamento de veículos, raios e outros, apesar de estar mais sujeito àqueles resultantes de escavações.

## Sistema Radial:

O sistema radial é aquele no qual a alimentação é feita apenas por uma extremidade. É o mais simples e de custo mais baixo.

A principal desvantagem é que demanda maior tempo para que o fornecimento seja restabelecido quando há um defeito, pois neste caso, o circuito todo fica desligado ou pelo menos, o trecho além do ponto de falha.

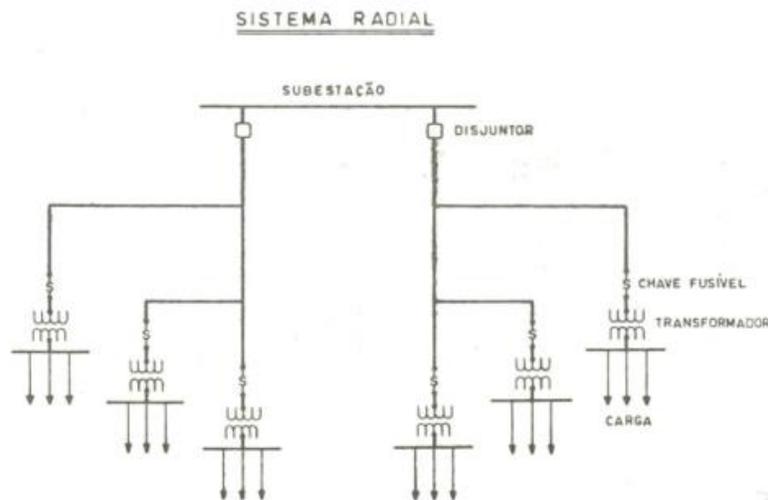
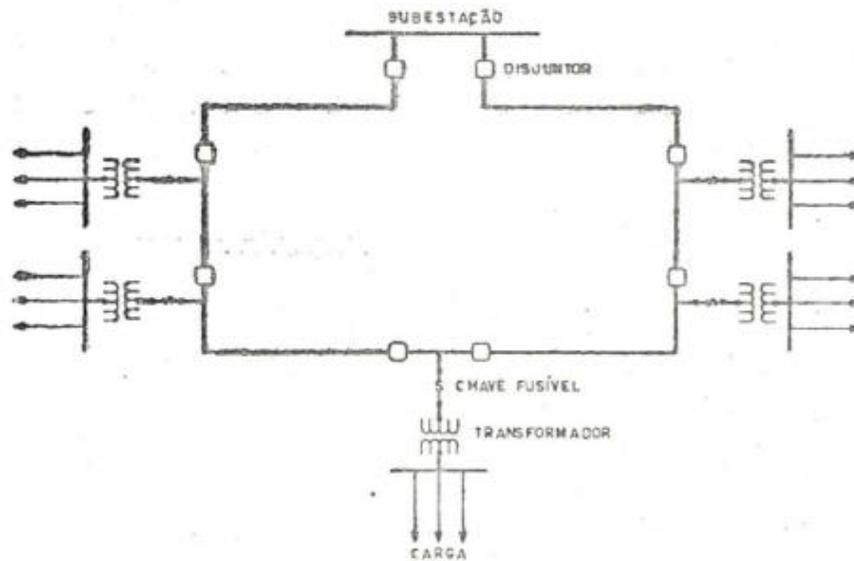


Figura 2: Sistema Radial [4]

## Sistema em Anel

No sistema em anel, o circuito alimentador retorna à mesma fonte. Tem maior flexibilidade e permite melhor continuidade do fornecimento, dependendo do tipo do esquema adotado.

O custo é mais elevado que o radial, não só pela maior capacidade dos cabos, que devem ter folga para atender às emergências quando a alimentação passa a ser feita de uma só extremidade, como também, pela multiplicidade de disjuntores e o conjunto de relés necessários para dar flexibilidade ao sistema.



**Figura 3:** Sistema em Anel [4]

## Rede malhada

A rede malhada permite a alimentação de um mesmo ponto de rede, por mais que dois caminhos diferentes. A rede malhada apresenta uma topologia de maior fiabilidade em relação à rede radial, por apresentar várias configurações, que deverá tomar em caso de contingências dos equipamentos, com maior necessidade de investimento e manutenção, para as linhas devidamente dimensionadas.

Este tipo de tipologia é aplicado, muitas vezes, em redes de transporte. A sua principal característica baseia-se no facto de ter uma protecção associada nos extremos de cada linha. Com este tipo de rede todos os consumidores podem ser alimentados por várias linhas, sendo ligadas com o objectivo de constituírem malhas fechadas.

Os geradores estão ligados de forma que o trânsito de energia até aos consumidores, pode-se fazer de diversos percursos. Todas as linhas da rede devem estar dimensionadas, de modo a transmitir a potência requerida, em caso de defeito de outra linha. Assim, a rede malhada tem uma grande fiabilidade, com um custo inicial mais elevado do que a rede radial, sendo usada obrigatoriamente em redes de transporte.

A rede malhada apresenta, duas configurações principais, rede malha aberta e fechada.

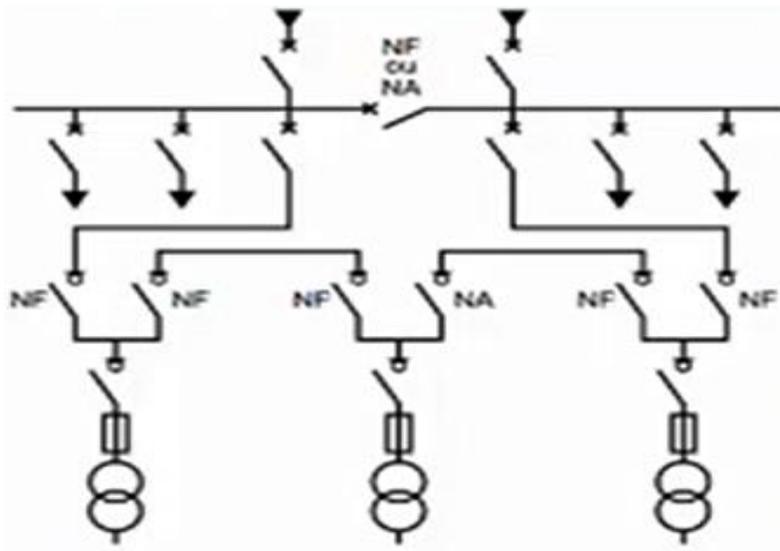


Figura 4: Sistema em Malha aberta [4]

## 2.2. Equipamentos de Média Tensão

### 2.2.1. Características Gerais

As principais características técnicas que definem os equipamentos de média tensão são:

- **Tensão estipulada [kV]:** a tensão do aparelho corresponde ao limite superior de tensão mais elevada da rede onde é instalado.
- **Nível de isolamento:** é definido em função da tensão de ensaio à frequência industrial (50 Hz) expressa em  $kV_{ef}$ , e da tensão de ensaio à onda choque 1,2/50  $\mu s$  expressa em  $kV_{pico}$ .
- **Frequência industrial [Hz]:** frequência da rede eléctrica de alimentação.
- **Corrente estipulada [A]:** Intensidade de corrente que atravessa o aparelho sem aquecimento excessivo dos seus componentes.
- **Poder de corte em curto-circuito[kA]:** valor mais elevado da intensidade de corrente que o aparelho é capaz de interromper.
- **Poder de fecho [kA]:** valor máximo da intensidade de corrente que o aparelho é capaz de manobrar quando do fecho de um circuito.

### 2.2.2. Aparelhos de Manobra e de Protecção

Os tipos de aparelhos para manobra e protecção eléctrica, utilizados nos quadros de média tensão são basicamente os seguintes:

- **Seccionador** (de corte em vazio): aparelho cuja função consiste em isolar um circuito. Este aparelho só pode ser manobrado na ausência de corrente. A sua utilização é obrigatória com vista a permitir visualizar e interrupção do circuito nas redes de média e alta tensão;
- **Interruptor** (seccionador **de corte em carga**): aparelho cuja função é ligar, desligar ou comutar os circuitos eléctricos. Podem ser manobrados quando percorridos por corrente eléctrica de pequena intensidade, não podendo ser manobrados na situação de defeito. Podem ser combinados com **Fusíveis** de alta tensão, permitindo a protecção dos circuitos nas situações de defeito por sobrecarga ou curto-circuito;
- **Disjuntor**: aparelho cuja função é interromper um circuito eléctrico quer em condições normais quer em condições de defeito

### 2.2.3. Transformadores de Medida

- **Transformadores de Corrente (TC)**

Um transformador de corrente consiste, em princípio, num transformador monofásico cujo primário é atravessado por uma corrente cujo valor se pretende medir e cujo secundário está ligado ao instrumento de medida ou equipamento de protecção.

Estes transformadores são construídos para diferentes correntes primárias e para correntes secundárias de 5 A ou 1 A. A sua relação de transformação é dada pela razão entre as correntes primária e secundária.

As características técnicas que definem os transformadores de corrente são as seguintes:

- **Tensão de isolamento nominal:** a tensão nominal para a qual o transformador foi dimensionado em termos de ensaio das respectivas características dieléctricas, correspondendo ao limite superior de tensão mais elevada da rede onde é instalado.
- **Correntes nominais primárias e secundárias:** as intensidades das correntes para as quais o transformador foi dimensionado.
- **Potência de precisão:** a potência aparente (VA) que o transformador pode fornecer ao respectivo circuito secundário sem que os erros ultrapassem os limites de precisão.
- **Classe de precisão:** fixa os valores limite garantidos dos erros da respectiva relação de transformação.

Por **exemplo** a cl. 0,5 Corresponde a um transformador de corrente para um circuito medida cujo erro máximo será de + 0,5 % para a intensidade de corrente nominal. A classe 5P 10 corresponde a um transformador de corrente para um circuito de ligação a um relé cujo erro máximo será de +5% para 10 vezes a intensidade de corrente primária.

Para efeitos de protecção dos circuitos secundários contra tensões elevadas, deve ser ligado à terra um dos bornes secundários dos transformadores de corrente.

- **Transformadores de Tensão(TT)**

Os transformadores de tensão são construídos para diferentes tensões primárias dependentes da tensão nominal da rede onde são instalados, admitindo tensões de serviço 1,2 vezes o respectivo valor nominal. As tensões secundárias são de 11k V ou 33k V, no caso de transformadores para tensão composta.

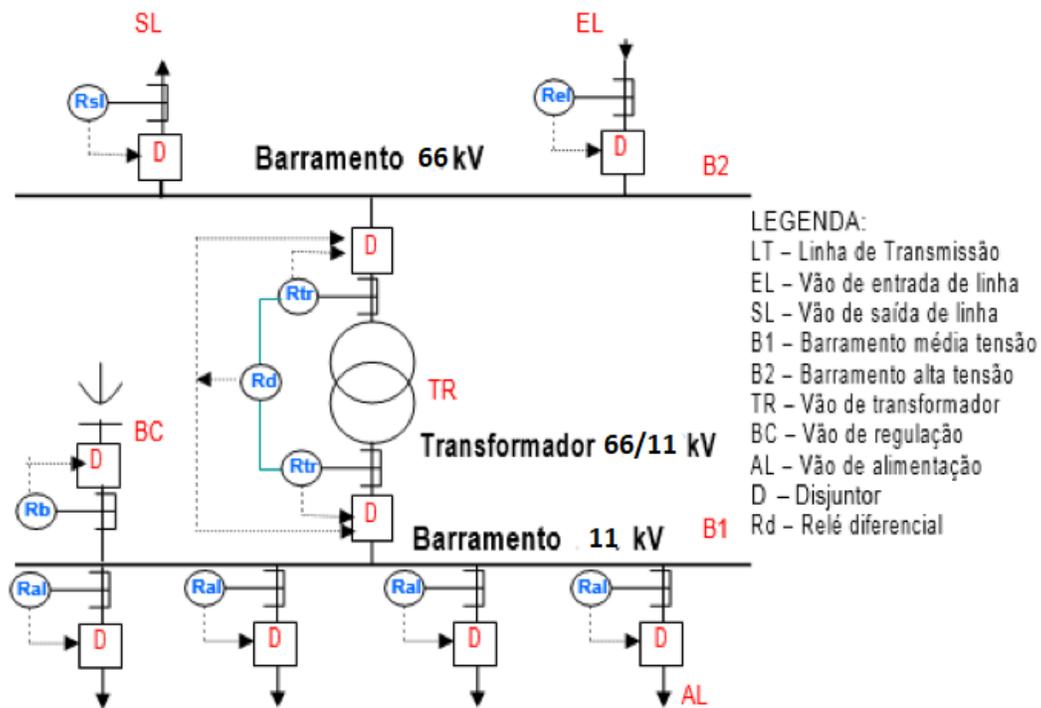


Figura.2.5: Diagrama simplificado de uma Subestação (SE) típica de distribuição[4]

### 2.3. Constituição dos condutores e cabos de energia

Do ponto de vista morfológico, as linhas aéreas possuem uma constituição diferente em relação às linhas subterrâneas, mais especificamente no tipo de isolamento. Nas linhas aéreas os cabos não possuem qualquer tipo de revestimento eléctrico na sua zona exterior, ou seja, possui condutores nus. Já as linhas subterrâneas possuem o condutor revestido e protegido por um material isolante, de forma a evitar contactos directos entre o condutor e o meio externo que envolve o cabo ou até o condutor de uma fase diferente.

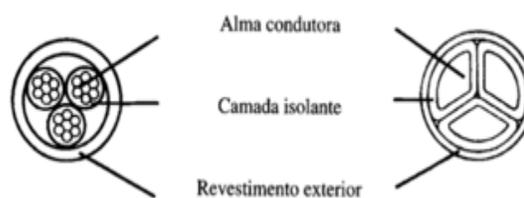
Um cabo subterrâneo é constituído por três partes essenciais: alma condutora, camada isolante e bainha exterior. A utilização da designação condutora refere-se à parte da alma condutora em conjunto com a camada isolante [8].

Os cabos subterrâneos divergem quanto à sua tipologia, podendo estes serem cabos monopolares ou cabos tripolares. Os cabos monopolares (figura 2.6) possuem apenas

um condutor com revestimento exterior, enquanto os multipolares têm, pelo menos, dois conjuntos de condutores isolados e, agrupados, com o revestimento exterior comum. A figura 2.7, apresenta um cabo com 3 condutores isolados, sendo designado cabo tripolar.



**Figura 2.6-** Cabo monopolar [8]



**Figura 2.7-**Cabo Tripolar [8]

Costuma ser mais usual o uso de cabos monopolares, uma vez que estes ocupam um volume inferior e são mais fáceis de verificar as condições técnicas. Sendo assim, é normal optar-se por três cabos monopolares por circuito de MT[8].

Os cabos de MT e AT em termos de elementos constituintes são iguais, existe por norma uma espessura muito superior dos elementos no cabo AT, pois estes tipos de cabo funcionam a tensões elevadas, e têm parâmetros rigorosos a cumprir. Já o cabo de BT não possui nenhuma camada semicondutora interior e exterior, tal como acontece na MT e na AT. Tirando essa particularidade, os cabos apresentam são bastante idênticos.



**Legenda:**

- 1. Alma condutora
- 2. Blindagem da alma condutora
- 3. Camada isolante
- 4. Blindagem da camada isolante
- 5. Bainha exterior

**Figura 2.8:** constituição do cabo a seco

## Cabo isolado de MT com isolamento de papel impregnado a óleo

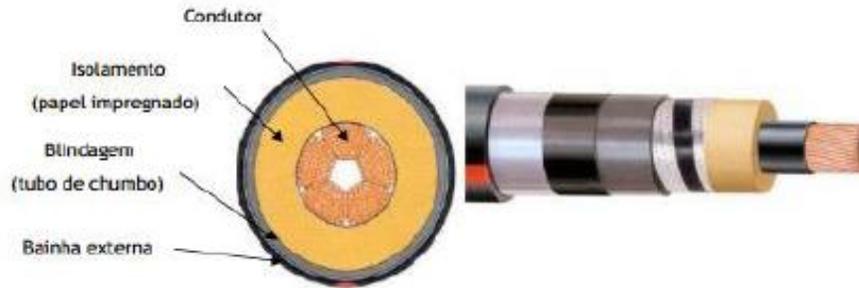


Figura 2.9 - Cabo com isolamento de papel impregnado a óleo [6]

### Alma Condutora

A alma condutora dos cabos era, usualmente, de cobre, no entanto, e por questões de custo e peso, tem vindo a ser substituída pelo alumínio. Apesar do cobre ter uma excelente condutividade eléctrica, ou de uma outra forma uma baixa resistência eléctrica. A resistência eléctrica está associada ao aquecimento dos cabos, aquando da circulação duma corrente eléctrica, e por isso a sua resistência deve ser o menor possível.

O alumínio como é um material mais barato e leve do que o cobre, quando não existe constrangimentos na sua secção nominal é utilizado, pois permite manter a condutância, suportar iguais valores de tensão e limitar as perdas provocadas pelo aquecimento [9].

Tabela 1. Características típicas dos condutores referidos [3]

Características	Cobre (recozido)	Alumínio (3/4 duro)
Grau de pureza (%)	>99.9	>99.5
Densidade (kg / (km <sup>3</sup> ))	8.89	2.70
Resistividade a 20°C (Ω.mm <sup>2</sup> /m)	17.24x10 <sup>-3</sup>	28.26x10 <sup>-3</sup>
Coefficiente da dilatação linear (C <sup>-1</sup> )	17x10 <sup>-6</sup>	23x10 <sup>-6</sup>
Coefficiente da variação resistência óhmica com a temperatura. (C <sup>-1</sup> )	3.93 x 10 <sup>-3</sup>	4.03 x 10 <sup>-3</sup>
Ponto de fusão (°C)	1080	660
Condutividade eléctrica (W /cm.°C)	3.8	2.4
Tensão mecânica de rotura (MPa)	220 a 250	120 a 205
Modulo de elasticidade (N /mm <sup>2</sup> )	26	14
Alongamento à rotura (%)	20 a 40	1 a 4

Através dos valores apresentados na tabela 1 serão tiradas algumas conclusões acerca das situações onde uma tecnologia tira partido em relação à outra.

Conhecendo a fórmula da resistência eléctrica e, igualando as resistências eléctricas para o alumínio e o cobre, fica:

$$R_{Al} = R_{Cu} \leftrightarrow \rho_{Al} * \frac{l}{S_{Al}} = \rho_{Cu} * \frac{l}{S_{Cu}} \quad (1.1)$$

$$S_{Al} = S_{Cu} * \frac{\rho_{Al}}{\rho_{Cu}} \quad (1.2)$$

$$\frac{S_{Cu}}{S_{Al}} = 1.635 \quad (1.3)$$

Onde:

$R_{Al}$  = Resistencia Electrica do aluminio [ $\Omega$ ]

$R_{Cu}$  = Resistencia Electrica do cobre [ $\Omega$ ]

$\rho_{Cu}$  = Resistividade Electrica do conductor de cobre [ $\Omega m$ ]

$\rho_{Al}$  = Resistividade Electrica do conductor de aluminio [ $\Omega m$ ]

$S_{Al}$  = secção do cabo do Aluminio (  $m^2$  )

$S_{Cu}$  = secção do cabo do Cobre (  $m^2$  )

$l$  = Comprimento do cabo (m)

$$M = \sigma * S * l \quad (1.4)$$

$$M_{Al} = 2,70 * S_{Al} * l \quad (1.5)$$

$$M_{Cu} = 8,89 * S_{Al} * l \leftrightarrow S_{Cu} = \frac{M_{Cu}}{8,89 * l} \quad (1.6)$$

Onde:

$\sigma$  = Densidade do cabo em  $\text{kg}/\text{m}^3$

$M_{Cu}$  = Massa de um cabo de Cobre com comprimento L e secção S (kg)

$M_{Al}$  = Massa de um cabo de alumínio com comprimento L e secção S (kg)

$$M_{Al} = 2,70 * 1.639 * S_{Cu} * l \quad ( 1.7 )$$

$$M_{Al} = 0,5 * M_{Cu} \quad ( 1.8 )$$

Salienta-se que, em igualdade de perdas, a utilização do alumínio permite uma redução de metade no peso dos condutores. Assim, ao se poder utilizar cabos de alumínio com cerca de 50% da massa dos correspondentes cabos em cobre, este torna-se um factor que aponta que o uso do alumínio é o mais económico.

Conclui-se que, a alma condutora constituída por alumínio é a mais escolhida para a distribuição de energia em rede subterrânea [4].

### **Camada isolante**

A camada isolante, também designada de “isolação” por diversos autores, tem como objectivo isolar a alma condutora do exterior na sua generalidade, isto é, proteger quer ao nível eléctrico que não nível mecânico. Para a qualidade da isolação considera-se as propriedades intrínsecas do material isolante, a sua espessura e a qualidade do seu processamento[10].

Esta camada é feita exclusivamente de isolantes sintéticos/secos, no entanto, antes da descoberta deste tipo de isolação, era feita a papel impregnado a óleo. A utilização de isolantes sintéticos, ao invés de papel impregnado a óleo, proporciona segundo [11] um conjunto de vantagens, entre elas, temperaturas de funcionamento mais elevadas.

## 2.4. Comparação dos materiais isolantes sintéticos mais comuns

- **Polietileno (PE)**

Usado no isolamento dos cabos de alta tensão é do tipo alta pressão, o qual tem uma baixa densidade (entre 0,91 e 0,93), é designado por Polietileno de Baixa Densidade, (sigla PEBD).

Há o Polietileno de Alta Densidade (densidade 0,94 e 0,96), (sigla PEAD).

polietileno tem qualidades eléctricas excepcionais: *tg* e *permissividade dieléctrica* com valores baixos e independentes da temperatura;

Infelizmente o polietileno, apresenta uma fraca resistência à propagação da chama, o que o torna pouco atractivo para outras funções que não a de isolamento – É utilizado em cabos de alta e muito alta tensão (até 400kV),

- **Polietileno Reticulado (PEX)**

Sem atingir o nível das do polietileno, as características eléctricas do PEX são, no geral, boas: *tg* e *permissividade dieléctrica* com valores baixos; *rigidez dieléctrica* relativamente elevada.

As vantagens decorrentes da reticulação do polietileno são, principalmente, uma melhor estabilidade térmica e melhores características mecânicas.

Assim, a utilização deste material permite admitir temperaturas máximas da alma condutora de 90°C, em regime permanente, de 110°C a 130°C (conforme as normas que são consideradas) em regime de sobrecarga e é de 250°C em regime de curto-circuito. É utilizado, essencialmente como isolante, nas gamas de baixa, média e alta tensão.

- **Blindagem**

A blindagem está presente na alma condutora e na camada isolante. Relativamente à alma condutora esta é revestida com uma camada semicondutora, normalmente aplicada por extrusão, e tem como intuito uniformizar o campo eléctrico.

A camada semicondutora é composta por materiais isolantes, termoplásticos e elastómetros. Após a sua aplicação, o campo eléctrico deixa de ser influenciado pela superfície irregular da alma condutora prevenindo a acumulação de carga num ponto específico do condutor [4].

Essas camadas semicondutoras, habitualmente, só aparecem acima dos 10 kV para criarem uma transição perfeita entre alma condutora e a camada isolante, e entre a camada isolante e a blindagem. Actualmente é muito utilizado o fenómeno de tripla extrusão simultânea, de modo assegurar uma aderência perfeita, entre as duas camadas semicondutoras e a camada isolante, além disso economiza-se tempo no processo produtivo dos cabos. Relativamente à parte da isolação, a blindagem é compreendida por duas partes: metálica e não metálica.

A parte metálica funciona como condutor à terra das correntes de curto-circuito e capacitivas, evitando o efeito de coroa ou até mesmo descargas parciais, e garante a protecção das pessoas no caso do cabo ser perfurado tem, portanto, função essencialmente eléctrica.

- **Bainha exterior**

A bainha exterior proporciona ao cabo uma protecção química e mecânica adicional. Numa primeira fase era usado o PVC, contudo com o aparecimento dos materiais termoplásticos como o Polietileno de Baixa Densidade (PEBD) estes ganharam o seu espaço, pois a sua característica torna o cabo mais flexível e mais resistente à penetração de água, evitando arborescência. [4].

Além disso, a bainha exterior deve ser feita de acordo com os requisitos específicos para a aplicação em concreto, isto pode incluir resistência a óleos, gorduras, roedores, térmitas e emissões sem halogéneos

## 2.5. Técnicas de colocação dos cabos subterrâneos

- **Técnicas de colocação dos cabos**

Existem diferentes técnicas de colocação dos cabos eléctricos, sendo que cada uma têm as suas particularidades. Respectivamente aos modos de colocação, há basicamente os seguintes:

- a. Cabos enterrados directamente no solo;
- b. Cabos entubados;
- c. Cabos colocados ao ar livre ou em galeria.

### **Cabos enterrados directamente no solo;**

Para a colocação directa no solo (ver Figura 2.10 a), o fundo da vala deve ser preparado, para que seja eliminada qualquer espécie de rudeza no terreno, que seja suscetível à deterioração da bainha externa do cabo. O enchimento do fundo da vala é feito com bastante cuidado e exigência, sendo que os cabos são colocados entre duas camadas, areia fina, sem qualquer sujidade, ou terra fina. Se for justificável, a areia ou a terra podem ser substituídas por outro tipo de material com características térmicas mais favoráveis. Cada camada deve possuir 15 cm de espessura. Pelo menos até 10 cm abaixo do dispositivo avisador, o restante preenchimento da vala é composto pela terra crivada retirada a quando da sua abertura.

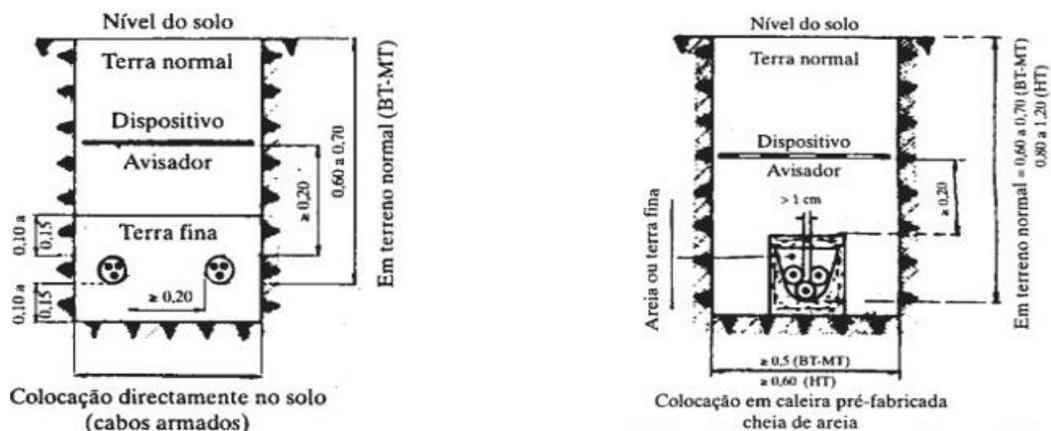


Figura 2.10. a) cabos enterrados no solo. b) colocação dos cabos em caleira. Fonte:[7]

Para a colocação em caleira (ver Figura 2.10 b), a mesma pode ser construída ou não no local da instalação e deve ser em betão armado montada uma a seguir à outra. Estas devem possuir espaço interior, a fim de criar espaço livre entre cabos e um acabamento cuidado e liso para que não seja razão de perfuração de isolamento do cabo. Caso haja previsão de movimentos do terreno, as caleiras deverão ser colocadas sobre um tapete de betão, levando a que as mesmas fiquem solidárias umas com as outras. Normalmente, as curvas da canalização são realizadas no local, com tijolos e cimento. Se se assistir a um sistema trifásico formada por três cabos monopolares, estes devem ser colocados na mesma caleira. Para tal, o fundo da mesma deve ser parabólico, permitindo a colocação dos cabos em triângulo, sendo que deve haver 10 cm de espaçamento entre os dois cabos superiores. Ao preencher a vala, após a colocação dos cabos, é feito de igual forma como na colocação direta dos cabos no solo [7].

- **Cabos Entubados**

No que toca à entubação de cabos (ver Figura 2.11), sabe-se que não é aconselhável usar cabo armado, com fitas, dentro de tubos. Esta solução é utilizada quando é necessária uma proteção reforçada dos cabos e quando se pretende limitar as agressões provocadas pelo desenrolar de cabos. Em situações particulares, como travessias de vias de comunicação, é normal usar-se tubos para os cabos elétricos.

Os tubos podem ser de diferentes composições, como: material termoplástico ou aço/ferro fundido.

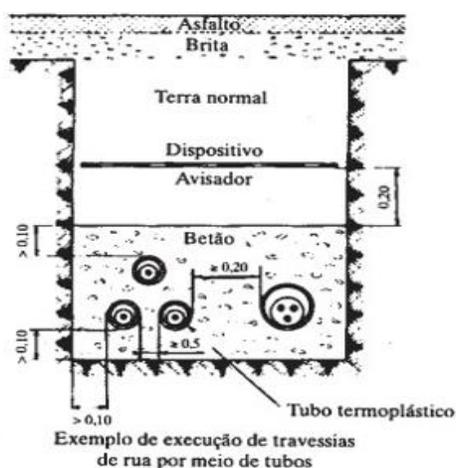


Figura 2.11: Entubação de cabos[7].

Os tubos podem ser de diferentes composições, como: material termoplástico ou aço/ferro fundido. O material termoplástico é o mais aconselhável devido às suas inúmeras vantagens, resistência à corrosão, fraco coeficiente de atrito, boas características mecânicas, etc. Quanto ao uso de aço/ferro fundido, este possibilita proteção mecânica para solicitações mais elevadas, porém a sua natureza magnética não permite que seja colocada uma fase por tubo e o seu coeficiente de atrito é elevado.

A fim de que não haja riscos de os cabos sofrerem perfurações durante o enfiamento nos tubos, estes últimos devem possuir uma razão de diâmetros, interno do tubo e externo do cabo, satisfatória:

No Intervalo entre 2,5 cm e 2,8 cm no caso de três cabos por tubo;

Superior a 1,5 no caso de um cabo por tubo.

- **Cabos colocados ao ar livre ou em galeria**

Por último, a colocação de cabos ao ar livre ou em galeria só é possível se forem cumpridas as seguintes condições. Por exemplo, se os cabos possuírem bainha exterior de proteção é permitida a colocação ao ar livre. Por outro lado, devem ser colocados no interior de condutas apropriadas.

A colocação e fixação dos elementos devem possuir uma dissipação satisfatória das perdas térmicas e devem evitar todo o efeito prejudicial dos deslocamentos, resultantes de dilatações térmicas e de solicitações eletrodinâmicas.

Caso os cabos sejam colocados ao longo de paredes, com a ajuda de abraçadeiras, presilhas, etc, deve-se ter em especial atenção ao seguinte. Para percursos horizontais, os cabos devem ser fixos em pontos suficientemente próximos, para não curvarem sob o efeito do próprio peso. As distâncias máximas a se ter em conta são as seguintes: 0,40m para os cabos sem revestimento metálico; e 0,75 m para os cabos com revestimento metálico. Em momentos de mudanças de direções e na proximidade imediata de entrada nas aparelhagens, os cabos devem ser fixados nos dois lados.

Relativamente, à fixação de cabos em percursos verticais, cujo os cabos de MT, com dimensões importantes, não são armados, é aconselhável o uso de abraçadeiras com diâmetros superiores entre 5 e 10 mm em relação ao diâmetro exterior do cabo, para que qualquer folga elástica seja suprimida[11].

## **2.6. Avarias em cabos subterrâneos**

As linhas elétricas subterrâneas quando sofrem uma avaria, coloca uma parte da rede momentaneamente fora des erviço. Na maioria dos casos, estas avarias não podem ser localizadas rapidamente, ao contrário do que se sucede nas linhas aéreas. Visto isto, é necessário encontrar estratégias que mitiguem os impactos, reduzindo os problemas associados às avarias nos cabos subterrâneos.

Em primeiro lugar, é interessante determinar a natureza do defeito, e de seguida o peso que este possui sobre a condição do cabo [12].

- **classes de defeitos nos cabos subterrâneas**

Segundo a sua localização, os defeitos nos cabos podem ser divididos em duas classes:

- a. Defeitos em pleno cabo;
- b. Defeitos nos elementos de transição, como caixas de junção, terminais, derivação.[9]

- **Defeitos em pleno cabos**

Os defeitos em pleno cabos são os mais comuns, visto que eles possuem uma maior área e volume de exposição, em comparação com os outros elementos da rede de distribuição subterrânea. No que toca à classificação, os defeitos em pleno cabos podem ser subdivididos em diferentes critérios como origem (interna e externa) e da natureza

Um defeito é considerado de origem interna, quando o mesmo é provocado por alguma irregularidade da estrutura interna do cabo. Normalmente, essas irregularidades são criadas no momento de fabrico do cabo, mas dada a progressiva evolução e rigor das normas aplicadas pelos fabricantes, estes componentes tendem a apresentar características menos irregulares. Uma outra causa, a se ter em conta,

são os aquecimentos locais bastante elevados, provocados pelas exigências das cargas. O progressivo envelhecimento do dielétrico e suas solicitações permitem promover incidentes no local ocorrente;

A penetração de humidade, a fricção do cabo em algum elemento duro durante a instalação e as vibrações mecânicas são algumas das causas de defeito de origem externa. Para além destes factores, a acção humana também é considerada uma causa externa de avarias, por dano accidental, através do uso de uma escavadora, por exemplo.

**No que se refere à natureza, os defeitos podem ser:**

- a. **Cariz não elétrico**, como a fuga de óleo em cabos de isolamento papel impregnado;
- b. **Cariz elétrico**, como defeito de isolamento, de continuidade e tipo explosor.

**Defeito de isolamento** (ver as figura 2.12. a) e b)) é o mais frequente e é representado através de uma resistência  $R_d$  em “shunt”, colocada entre a alma condutora e o écran metálico, isto se, o defeito for fase-terra; ou entre duas almas condutoras, se o defeito for fase-fase, em paralelo com um explosor de tensão de escorvamento  $U_d$  [7].

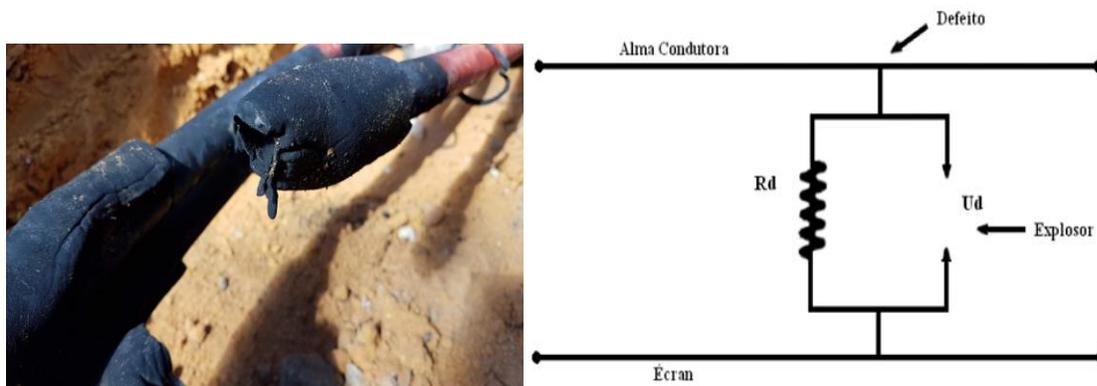


Figura 2.12: a)-Defeito de isolamento [7] b) Circuito interno do Defeito de isolamento. [7]

**Defeito de Continuidade** (ver Figura 2.13a) e b)) refere-se a uma descontinuidade de um ou vários condutores de fase associado a uma resistência “shunt”, de modo geral superior a 10 k $\Omega$ ;

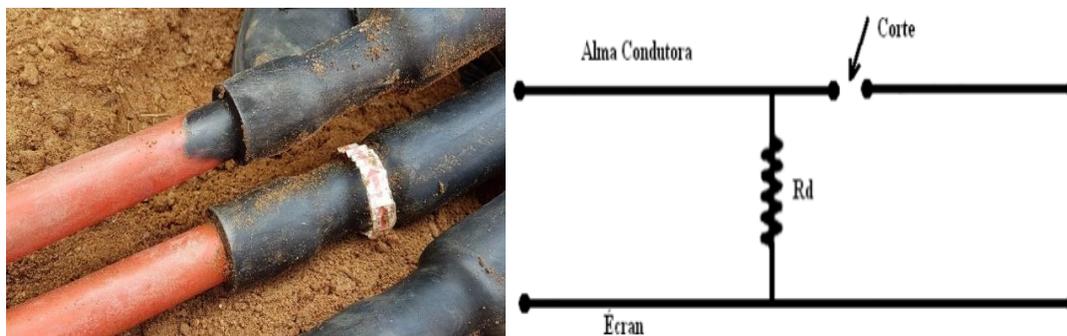


Figura 2.13 a) Defeito de continuidade. b) Circuito interno do Defeito de continuidade [7]

**Defeito tipo explosor** (ver Figura 2.14 ) está associado ao valor muito elevado de  $R_d$ , mas quando submetido a tensões crescentes e elevadas, o isolamento comporta-se como um explosor, escorvando a tensão  $U_d$ . Assim, a energia armazenada na capacidade do cabo descarrega-se através do explosor. Porém, caso a fonte de tensão ligada ao circuito em defeito seja suficientemente potente, o cabo recarrega-se e volta-se a dar a descarga. Este fenómeno tem o nome de fenómeno de relaxação.

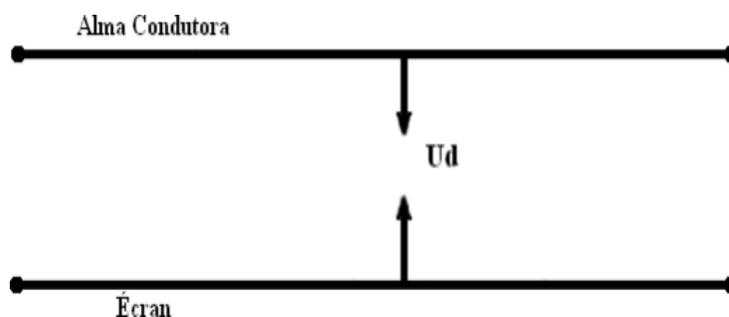


Figura 2.14-Defeito tipo explosor. Fonte:[7]

- **Defeitos nos elementos de transição**

Os elementos de interligação também são considerados pontos sensíveis da rede. As causas são variadas e diferentes entre elementos, por exemplo, um dos principais factores de avaria das caixas terminais é a poluição [8]. Por outro lado, nas caixas de

junção, o defeito poderá resultar da eventual má instalação do componente. Normalmente, como as caixas de junção são feitas no local onde o cabo já se encontra instalado, o processo de fabrico é mais complexo. Dado o conjunto de requisitos a executar durante a instalação.

## **2.7. Passos para resolução de Avarias na rede subterrânea de MT**

Quando o serviço é interrompido em resultado da ocorrência de uma avaria, a EDM DRCM, a partir do departamento do COD envia uma equipa ao terreno para localizar e resolverem a avaria. Ao detectara avaria, a equipa chamada deve, obrigatoriamente, indicar:

- Número de identificação de avaria;
- Ativo da rede afetado;
- Caracterização do componente;
- Nível de tensão afetado;
- Causa que está na origem do defeito; Data da avaria;
- Raiz de circuito ao qual o troço afetado está integrado;
- Observações técnicas suplementares;
- Existindo outros campos de preenchimento informativo (não obrigatórios) das avarias, tais como:
  - Identificação da linha afetada;
  - Idade do componente avariado;

De maneira a caracterizar-se e quantificar as avarias ocorridas na rede subterrânea. De salientar que o sistema ainda não esta bem organizado, porque ainda existe uma vasta lacuna em termos de informação destas avarias ocorridas.

### **3. DIMENSIONAMENTO DA REDE SUBTERRÂNEA DE MÉDIA TENSÃO**

#### **3.1. Histórico da linha que parte da SE05 até o PS13**

A linha que parte da subestação 05 (SE05) situa-se no bairro da Polana Caniço B, que encontra-se perto da entrada do Campus da Universidade Eduardo Mondlane (UEM) do lado da Avenida Julius Nherere e que vai até ao Posto de Seccionamento 13 (PS13) que situa-se no bairro da Coop, que está próximo da Praça da OMM, na Avenida Vladimir Lenine, perto do PH6. A linha, tem um percurso de aproximadamente 2,31 quilómetros (2310 metros), é uma rede que foi concebida na década dos 90, mais precisamente nos anos de 1995.

O projecto da rede subterrânea tinha como objectivo alimentar a rede de distribuição que alimentava o bairro da Coop e os bairros circunvizinhos. Só que ao passar dos anos a cidade foi crescendo nos dois sentidos, especificamente no sentido vertical que são os prédios construídos em volta ao bairro da Coop, por exemplo, o surgimento do condomínio da Embaixada da Rússia, e no sentido horizontal, que foi o surgimento de casas em volta ao Campus da UEM. Estas casas, foram construídas muito próximo do muro do Campus, e as outras casas culminaram por entrar mais ou menos dois metros no terreno do Campus da UEM, local onde a rede eléctrica encontrava-se numa parte do troço da rede, o que levou a uma parte da rede eléctrica ficasse por debaixo das casas, como pode-se ver na (figura3.0).

Uma vez que as novas residências instaladas têm construções robustas, isto é; fundações de betão, que muitas delas no âmbito da sua construção, como as casas do T1 e vivendas, não quiseram respeitar a linha da rede eléctrica subterrânea existente, ferindo o cabo da rede subterrânea.

**As características físicas do cabo eléctrico actual ao longo do trecho SE05 ao PS13:**

- Material Cabo: de alumínio;
- Composição estrutura: monopolar;

- Quantidade de cabos: 3;
- Tipo de isolamento: XLPE;
- Comprimento do cabo: 2310 metros (2,31 Km);
- Secção do cabo monopolar: 120  $mm^2$ ;
- Tensão da linha: 11KV;
- Alimentado por uma SE de Potência de 40MVA, com dois transformadores de 20MVA, 66KV/11KV

Não encontram-se dados da duração do projecto, ou tempo de vida estimada do projecto desta rede eléctrica que sai da SE05 ao PS13, por ausência de dados do projecto. Porém, pela teoria e pelas normas, estes normalmente tem um período de 30 a 40 anos de vida, e pelo tempo de vida estamos ainda nos 27 anos próximo do limite inferior; para dizer que o cabo a partir dos seus 40 anos pode apresentar vários problemas de natureza química principalmente do seu revestimento externo, embora já apresenta problemas mas de natureza física causadas por humanos.

- Ilustração do percurso da rede subterrânea em estudo abaixo:



**Figura 3.0:** Percurso da rede subterrânea actual que parte SE5 ao PS13; [fonte: autoria própria]

### 3.1.1. Caracterização da situação actual em relação as cargas no PS13

- **Identificação dos pontos de defeitos na rede subterrânea de projecto**

Podemos perceber a partir da figura 3.1, os locais onde o cabo sofreu manutenção por parte da equipa das brigadas de manutenções das redes subterrâneas da EDM\_DRCM área de Serviços Ka Mpumo.



Figura 3.1: Identificação dos pontos, dos locais de defeito no cabo; [Fonte: autoria própria]

Legenda:

**Caixa 1 até caixa 11:** são as quantidades das caixas de junção, montadas pelos técnicos da EDM neste percurso, no âmbito das manutenções.

**Tabela 2: PT com as suas potências em KVA, alimentados pelo PS13**

QUANTIDADE DE PT, COM AS SUAS POTÊNCIAS EM KVA, ALIMENTADOS PELO PS13												
nr	Nome das saídas do PS13	Potências	POTÊNCIAS EM KVA DOS PT ATÉ AO PONTO DE ABERTURA									
			PT1	PT2	PT3	PT4	PT5	PT6	PT7	PT8	PT9	TOTAL
1	PTS41 COOP PH6	S ( KVA )	315	500	630	630	500	315	200	500	500	4090
		P ( KW )	252	400	504	504	400	252	160	400	400	3272
2	PTP 187 URSS	S ( KVA )	800	800	630	630	630	500				3990
		P ( KW )	640	640	504	504	504	400	0	0	0	3192
3	PTS 72 ISATEX	S ( KVA )	800	500	500	250	315	500	500	500	500	4365
		P ( KW )	640	400	400	200	252	400	400	400	400	3492
4	PTP 276 ICOR	S ( KVA )	315	500	315	500	500	500	315	630	500	4075
		P ( KW )	252	400	252	400	400	400	252	504	400	3260
TOTAL DA POTÊNCIA EM KVA											16520	
TOTAL DA POTÊNCIA EM KW											13216	

Esta tabela 2, mostra de forma resumida a quantidade dos postos de transformação alimentados pelo posto de seccionamento 13, e as suas respectivas potências em KVA de cada transformador. Pode-se perceber que em termos de potência total temos cerca de 13216 KW, mas a carga total actual é de 8300 KVA (leitura do dia 17 de Novembro de 2022). Para uma análise básica, pode-se perceber que a maioria dos PT está a operar no seu regime normal de funcionamento, embora não fizemos uma leitura de carregamento de cada PT, porque a actividade estava mais centralizada, na linha que liga o PS13 e no próprio PS13 temos a leitura de todo o carregamento de todos os PT ligados ao PS13. Este estudo focalize-se em estudar a linha que alimenta o PS13, neste caso o trecho da rede que sai da SE5 até ao PS13. Para tal vamos analisar numa outra tabela 2, o carregamento específico do PS13.

**Tabela 3. Leitura do Carregamento do PS13 [Fonte: EDM-DRCM]**

Data	Potência Activa (KVA)	Corrente de serviço	Corrente admissível	%	Regime de funcionamento
Ano 2018	6348	417 A	380 A	109	sobrecarga
Ano 2019	6944	454 A	380 A	120	sobrecarga
2020-2021	N/A	N/A	380 A	N/A	N/A
17/11/2022	8300*	553A	380 A	144	sobrecarga

- Onde: \* - ilustra o dado em análise, carga máxima do dia.



Figura3. 2 a) Relé do PS13 na SE05. b) Transformador de 20MVA da SE05. [Fonte: Aatoria própria]

Dos dados obtidos neste Posto de Seccionamento 13, em estudo pode-se verificar que há problemas como:

- Sobrecarga da linha;

Pois as correntes de serviços que fluem no cabo de  $120 \text{ mm}^2$  não devem exceder o limite da corrente admissível em regime normal 380A, esta condição influência negativamente em relação ao bom funcionamento das protecções, visto que a corrente de serviço está acima em relação as correntes das protecções, segundo a leitura de carregamento feita na entrada do relé do PS13, mas concretamente no relé da saída da linha que sai da SE05 para o PS13.

Sendo que, de acordo com estes dados o cabo subterrâneo que sai da SE05 para o PS13, encontra-se a funcionar em cerca de 144% da sua carga nominal, o que ocasiona um aquecimento excessivo no isolamento do cabo de alumínio instalado, o que num futuro próximo com o desgaste do isolamento existe uma grande probabilidade de ocorrer um curto-circuito, que pode comprometer a vida útil das protecções da linha.

- O aumento considerável da temperatura;

Origina um aumento considerável de perdas eléctricas por efeito joule, provocando um aumento da queda de tensão na linha, fazendo com que haja a possibilidade do

consumidor final ter problemas de tensão baixa comprometendo assim a qualidade da energia eléctrica na habitação do consumidor.

Estes problemas podem ser resolvidos com o redimensionamento da rede subterrânea de distribuição em particular dos cabos e das protecções da linha de modo a permitir que esta rede eléctrica encontra-se em um funcionamento de regime contínuo e possibilitar aos consumidores energia eléctrica de qualidade.

### 3.1.2. Previsão do aumento de carga

A carga prevista de 8300 kW, foi determinada pela leitura do carregamento do PS13, significa que é o somatório de todas as cargas dos PT, ligados ao PS13, que são as saídas de distribuição dos consumidores. Porém, 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 de 25% da potência de carga estabelecida pela equação (3.2):

#### Potência de carga

$$P_C = P_A * (1 + \alpha)^n \quad (3.1)$$

#### Onde:

$P_A$  → Potência de carga (kW) = 8300 kW

$P_C$  → Potência actual (kW) - ?

$\alpha$  → Factor de crescimento de carga anual = 0,0325

$n$  → Período de avaliação de crescimento de carga ( n=5 anos).

Substituindo os valores acima na equação (3.1) temos:

$$P_C = 8300 * (1 + 0,0325)^5$$

$$P_C = 8300 * 1,1347$$

$$P_C = 8899,99 \text{ KW}$$

### Potência ou Demanda de transmissão

$$P_n = P_C + 0,25 * P_C \quad (3.2)$$

**Onde:**

$P_n$  → Potência ou Demanda de transmissão (kW).

$\cos \theta$  → Factor de Potência = 0,8

Portanto:

$$P_n = P_C + 0,25 * P_C$$

$$P_n = 8899,89 + 0,25 * 8899,89$$

$$P_n = 9003,864 \text{ kW}$$

$$P_n = S_n * \cos \theta$$

$$S_n = \frac{P_n}{\cos \theta} = \frac{9003,864}{0,8} = 11254,08 \text{ KVA}$$

Sendo assim, estimou-se uma potência de 11254,08 KVA a transmitir, sendo assim, serão seleccionados cabos subterrâneos, cujo a corrente admissível não seja inferior a esta potência de transmissão.

### 3.2. Dimensionamento de cabos de média tensão do projecto

Dimensionar condutores de um circuito, é determinar a secção padronizada dos cabos deste circuito, de forma a garantir que a corrente calculada para ele possa circular pelos

cabos, por um tempo ilimitado, sem que ocorra super aquecimento e que a queda de tensão seja mantida dentro dos limites normalizados. Além disso, os condutores devem satisfazer às seguintes condições;

- Limite de temperatura, em função da capacidade de condução de corrente;
- Limite de queda de tensão;
- Capacidade dos dispositivos de proteção e contra sobrecarga;
- Capacidade de condução de corrente de curto-circuito por tempo limitado.

**Os condutores serão dimensionados pelos seguintes critérios;**

- I. Capacidade de condução de corrente (ampacidade);
- II. Limite de queda de tensão.

Inicialmente, determina-se as secções dos condutores conforme os critérios estabelecidos no parágrafo anterior. Posteriormente, quando do dimensionamento dos dispositivos de proteção, verifica-se a capacidade dos condutores com relação às sobrecargas e curto circuitos.

É necessário haver uma coordenação entre os diversos componentes de uma instalação. O tempo de atuação dos dispositivos de proteção para eventuais sobrecargas e para os níveis presumidos de curto-circuito deverá ser estabelecido de forma a garantir que as temperaturas admissíveis estabelecidas em norma para os condutores anteriormente dimensionados não sejam ultrapassadas.

Uma vez determinadas as secções dos condutores pelos critérios da Capacidade de Corrente e do Limite de Queda de Tensão, adota-se como resultado a maior secção, e escolhe-se o condutor padronizado comercialmente, cuja secção nominal seja igual ou superior à secção calculada.

O dimensionamento dos cabos de média tensão (1,0 kV a 36,2 kV) segue as definições das normas RSLEAT e RSRDEEBT.

### **3.2.1. Critério da Capacidade de Condução de Corrente (ampacidade)**

Consiste em determinar a corrente máxima que um cabo elétrico pode conduzir em regime normal sem que haja deterioração do mesmo, ou seja, a corrente máxima admitida que garanta um tempo de vida satisfatório aos cabos. Sua determinação inicia com o cálculo da corrente exigida pela carga a partir de sua tensão, potência activa (geralmente) e factor de potência. Posteriormente levando em consideração os materiais condutor e isolante do cabo, e o método de instalação deste, determina-se a seção mínima do condutor com o auxílio das tabelas E, D, C (nos anexos).

Utilizando a seção mínima como parâmetro escolhe-se um cabo “real”. Dentre os dados geralmente fornecidos pelo fabricante, está a corrente máxima suportada, cujo valor deve ser corrigido. No fim, se a corrente suportada corrigida for superior à corrente exigida, o cabo escolhido pode ser utilizado, caso contrário, deve-se escolher outro cabo e refazer os cálculos. É um processo iterativo.

A correção da corrente suportada leva em consideração o método de instalação, o material do condutor, o material do isolante, o agrupamento dos circuitos, a temperatura do meio circundante e, no caso de redes subterrâneas que é o nosso objecto de estudo, vai incluir a resistividade térmica do solo. Para isso, são utilizadas diversas outras tabelas.

- **Definição da corrente do projecto em estudo**

A linha da rede subterrânea de distribuição de média tensão, mas precisamente o cabo subterrâneo que sai da SE5 até ao PS13. Tem como ponto de partida a subestação 5 (SE5) que é alimentado pelo sistema interligado nacional a partir de uma alta tensão de 66KV, e nestas instalações da SE5 contém dois transformadores com uma potência de 20MVA, para cada transformador, com tensões trifásicas na ordem de 66/11KV, podemos concluir que a potência total da SE5 será de 40MVA.

A SE5 têm 15 saídas de redes de distribuição subterrâneas de média tensão com tensões de 11KV, das quais o nosso estudo será feito na saída do PS13 que serão redimensionados os cabos unipolares deste percurso. A tabela 4, melhor descreve a relação das saídas da SE5, e estes dados foram obtidos na EDM-DRCM. Pode-se ver também no diagrama da SE05 que ilustra todas as potências ou saídas da SE5 que estão nesta tabela 4, nos anexos (subestação eléctrica 05).

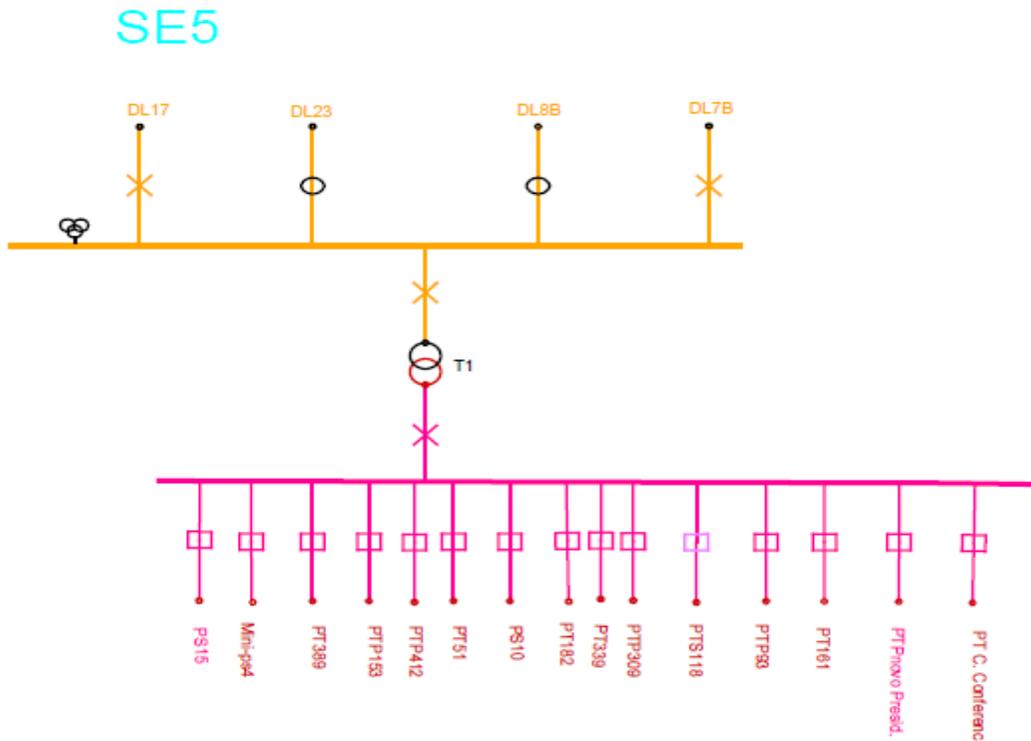


Figura 3.3: Diagrama unifilar da SE05 ( fonte: EDM )

A rede de média tensão é formada por onze circuitos de saída. Para fins de cálculo, os cabos serão dimensionados com condutores de alumínio e isolamento de XLPE. Podemos incluir os cabos de cobre só para fazer uma comparação mais técnica que financeira.

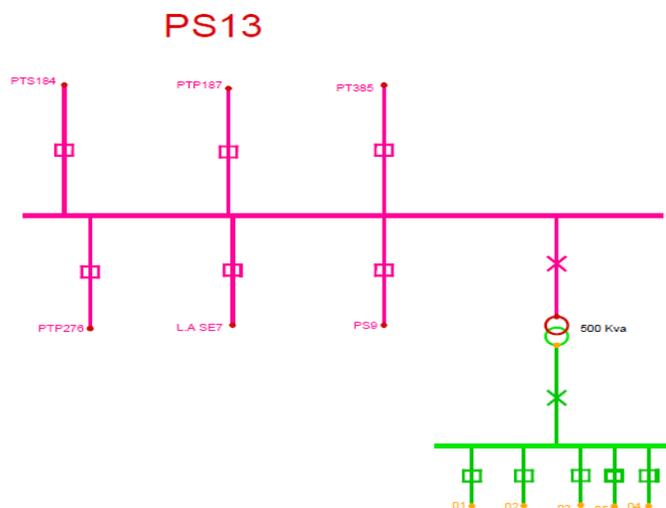


Figura 3.4: Diagrama unifilar do PS 13 ( fonte: EDM )

**Tabela 4: Potências das Saídas da SE5 (2019)** [Fonte: Autoria própria]

Transformadores		Potência	NOME DAS SAÍDAS DA SE05 66/11KV	POTÊNCIAS KVA	CORRENTE MAX. (A)	
Código	Potência	Total da SE5				
TR1	20MVA	40MVA	SAÍDAS PRINCIPAIS, PARA OS PS#	PS 10	7935	416
				PS 13	7935	416
				PS 15	7935	416
TR2	20MVA		SAÍDAS SECUNDÁRIAS AOS PT#, PTP#, PTS#	PT 161	3990	210
				PT 108	2220	116
				PT 126	RESERVADA	0
				PTP 93	2220	116
				PTP153	3115	164
				PTP 51	2050	75
				PTP 247	2971	209
PTS 309	4800	252				
TOTAL				45171	1945	

### **Premissas e algumas considerações:**

Para fins do projecto será considerado um factor de potência de 0.80, que é o factor que a concessionária (EDM) usa. Além disso, os condutores serão dimensionados com uma folga de 5% em relação à corrente nominal do respectivo trecho do circuito (saída do PS13). A perda máxima admitida na linha não deve ultrapassar os 5%, segundo a norma RSRDEEBT. A resistividade e a temperatura do solo ao longo do percurso em estudo serão respectivamente, 2,5K.m/W e 20°C, para o caso da temperatura vamos usar a tabela E, para acharmos o valor do factor de correção da temperatura.

Conforme a tabela C (nos anexos), será adotado o método de instalação de cabos unipolares directamente enterrados no solo. Será escolhido o isolamento XLPE, por suportar elevadas temperaturas, para tal, vamos usar os valores da temperatura da tabela D, que serão adotados para o nível de curto-circuito trifásico na barra do PS13 uma impedância de 10% relativa ao transformador de potência, segundo a tabela G (nos anexos), uma vez que não temos este dado da concessionária e o tempo de atuação da proteção adotado é de 600 ms.

- **Corrente do projecto exigida pela carga:**

A corrente exigida pela carga é determinada pela equação 3.1 ou 3.2, donde surge a equação 3.3 abaixo:

$$P = U * I * \sqrt{3} * \cos \theta \quad (3.3)$$

Onde:

Potência da demanda de transmissão = 11254,8 kVA;

Tensão da rede de média tensão = 11 kV;

Fator de potência =  $\cos \theta = 0,80$ .

Portanto temos a corrente do circuito em questão:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos \theta} \quad (3.4)$$

$$P = S_n * \cos \theta \quad (3.5)$$

A partir da relação da equação 3.5, podemos substituir na equação 3.4 e obtemos

$$I = \frac{S_n * \cos \theta}{\sqrt{3} * U * \cos \theta} \quad (3.6)$$

Simplificando, a equação 2.4 temos a relação seguinte

$$I = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U} \quad (3.7)$$

Substituindo os valores teremos a seguinte corrente do circuito

$$I = \frac{11254,08}{\sqrt{3} * 11} [A]$$

$$I = 591,74 [A]$$

### 3.2.2. cálculo da corrente corrigida exigida pela carga

Depois de se achar a corrente do circuito, vamos determinar a corrente corrigida a partir da equação (3.8), com recurso aos factores de correção, para tal vamos buscar os dados do factor de correção de temperatura do solo, segundo as premissas. E a escolha foi de 20°C, na tabela E (nos anexos), e o factor de correção de agrupamento de circuitos carregados, na tabela C (nos anexos), para o caso do estudo temos 3 cabos monopolares de fase, neste circuito.

Dados:

$$F_{CA} = \text{Factor de correção de temperatura} = 1,04$$

$$F_{CT} = \text{Factor de correção de agrupamento de circuitos carregados} = 0,75$$

$$I_{CP} = \text{Corrente corrigida}$$

$$I_{CP} = \frac{I}{F_{CA} * F_{CT}} \quad (3.8)$$

Substituindo os valores na equação 3.8 temos:

$$I_{CP} = \frac{591,74}{0,75 * 1,04}$$

$$I_{CP} = 758,64 \text{ A}$$

Agora vamos a **tabela F** (nos anexos) e vamos escolher a secção que corresponde esta capacidade de condução da corrente corrigida, mas percebe-se que não temos na tabela o valor da corrente corrigida de 758,64 A, mas vamos buscar um valor mais próximo desta corrente, e sempre escolhemos um valor acima, e no caso de cabos subterrâneos temos o valor comercial de 840 A, para o condutor escolhido, no projecto foi o alumínio com isolamento XLPE, a partir deste valor podemos determinar a secção mínima do condutor, e no caso específico temos  $800\text{mm}^2$ , ( para o condutor de cobre seria 820 A e a sua secção correspondente é  $500\text{mm}^2$ ).

Portanto, pelo critério da capacidade da condução da corrente, a secção do projecto é de  $800\text{mm}^2$ .

Tabela 5: Secções pelo critério de ampacidade. [Fonte: autoria própria]

Material condutor	Corrente corrigida	Corrente comercial	Secção comercial
Alumínio	758,64 A	840 A	$800\text{mm}^2$
Cobre	758,64 A	820 A	$500\text{mm}^2$

Agora, vamos analisar outros critérios para comparar com este, e tomarmos uma decisão sobre qual secção escolher.

### 3.2.3. Cálculo da secção pelo critério da Corrente de Curto Circuito

O principal limite na capacidade de condução de corrente de um cabo é a temperatura. A situação mais severa do ponto de vista térmico, a situação em que a temperatura atinge seu maior valor, é no momento de um curto-circuito e o cabo deve estar dimensionado adequadamente de modo que sua isolação e suas conexões não sofram danos. A tabela D (nos anexos) apresenta o valor da temperatura limite de curto-circuito para diferentes tipos de isolação.

A partir da temperatura limite de curto-circuito calcula-se a corrente de curto-circuito máxima admitida pelo condutor com uma das equações abaixo; sendo a primeira utilizada para condutores de cobre e a segunda para condutores de alumínio.

$$I_{CC}(\text{cobre}) = 340,1 * A * \left[ \frac{1}{t} * \log \left( \frac{T_1+234}{T_0+234} \right) \right]^{1/2} \quad (3.9)$$

$$I_{CC}(\text{alumínio}) = 220,7 * A * \left[ \frac{1}{t} * \log \left( \frac{T_1+234}{T_0+234} \right) \right]^{1/2} \quad (3.10)$$

Onde:

$I_{cc}$  = corrente de curto-circuito (A)

$A$  = secção do condutor ( $mm^2$ )

$t$  = tempo de duração do curto-circuito ou tempo de actuação da protecção (s)

$T_0$  = temperatura do condutor em regime contínuo ( $^{\circ}C$ )

$T_1$  = temperatura do condutor durante o curto-circuito ( $^{\circ}C$ )

Porém, mais prático que calcular a máxima corrente de curto-circuito a partir da secção escolhida, é fazer o cálculo inverso para determinar a partir da corrente de curto-circuito (determinada em estudo preliminar) a secção mínima admitida. As equações ficam da seguinte forma:

$$A_{min} (cobre) = \frac{I_{cc} * \sqrt{t}}{340,1 * \left[ \log\left(\frac{T_1+234}{T_0+234}\right) \right]^{1/2}} \quad (3.11)$$

$$A_{min} (alumino) = \frac{I_{cc} * \sqrt{t}}{220,7 * \left[ \log\left(\frac{T_1+234}{T_0+234}\right) \right]^{1/2}} \quad (3.12)$$

O mesmo cálculo é válido para a blindagem do condutor, sendo uma vez formada por diversos fios, utilizada nas equações a secção efetiva da blindagem. essa é dimensionada pelo fabricante de acordo com os limites do próprio condutor seguindo as normas NBR-7286 e NBR-6251, não sendo necessário seu dimensionamento por parte dos projetistas.

- **Corrente de Curto Circuito**

A Corrente de Curto Circuito será calculada de acordo com a impedância do transformador de potência  $Z_{tr} = 10\%$

$$S_{CC} = \frac{S_n}{Z_{tr}} \quad (3.13)$$

$$I_{CC} = \frac{S_{CC}}{\sqrt{3} * U} \quad (3.14)$$

Onde:

$Z_{tr}$  = Impedância do transformador,

$S_{CC}$  = Potência de curto circuito em kVA

Onde:

$S_n = 20\ 000\ KVA$

$Z_{tr} = 10\%$

$U_s = 11\ KV$

Portanto pela equação 3.13 e 3.13 temos

$$S_{CC} = \frac{S_n}{Z_{tr}} = \frac{20}{0.1} [MVA] = 200MVA$$

$$I_{CC} = \frac{S_{CC}}{\sqrt{3} * U} = \frac{200}{\sqrt{3} * 11} [KA] = 10,5 [KA]$$

$$I_{CC} = 10,5 [KA]$$

Uma vez determinada a corrente do curto circuito, já podemos determinar a secção do condutor mínima com base nas formas das equações 3.11 e 3.12.

Com a equação 3.11, abaixo podemos encontrar a secção mínima admitida pelo critério do curto circuito

$$A_{min (cobre)} = \frac{I_{CC} * \sqrt{t}}{340,1 * \left[ \log \left( \frac{T_1 + 234}{T_0 + 234} \right) \right]^{1/2}}$$

Onde:

- Corrente de curto circuito trifásico  $I_{CC}=10,5 \text{ K A};$
- Tempo de atuação da proteção  $t=800 \text{ ms};$
- Temperatura máxima do condutor durante curto circuito  $T_1=250 \text{ }^\circ\text{C};$
- Temperatura máxima do condutor em regime contínuo  $T_0=90^\circ\text{C}.$

Substituindo os valores acima teremos:

- **Primeiro pela secção do Cobre**

$$A_{min(cobre)} = \frac{10500 * \sqrt{0,60}}{340,1 * \left[ \log \left( \frac{250 + 234}{90 + 234} \right) \right]^{1/2}}$$

$$A_{min(cobre)} = \frac{10500 * \sqrt{0,60}}{340,1 * 0,421}$$

$$A_{min(cobre)} = 164,02 \text{ mm}^2$$

Logo, a secção mínima do condutor de cobre pelo critério de curto circuito é de 164,02mm<sup>2</sup>; Sendo 185 mm<sup>2</sup> a menor secção comercial.

- **Segundo pela secção do alumínio.**

$$A_{min(aluminio)} = \frac{I_{cc} * \sqrt{t}}{220,7 * \left[ \log \left( \frac{T_1 + 234}{T_0 + 234} \right) \right]^{1/2}}$$

$$A_{min(aluminio)} = \frac{10500 * \sqrt{0,60}}{220,7 * \left[ \log \left( \frac{250 + 234}{90 + 234} \right) \right]^{1/2}}$$

$$A_{min(aluminio)} = \frac{10500 * \sqrt{0,60}}{220,7 * 0,421}$$

$$A_{min(aluminio)} = 253,49 \text{ mm}^2$$

Logo, a secção mínima do condutor de alumínio pelo critério de curto circuito é de 253,49mm<sup>2</sup>; Sendo 300 mm<sup>2</sup> a menor secção comercial a ser considerada.

Os valores da secção comercial, foi obtido de acordo com a Tabela F (nos anexos) de cabos monoplares de média tensão.

Tabela 6: Secção comercial e mínima dos cabos [Fonte: autoria própria]

Material condutor	secção mínima	secção comercial
Cobre	164.02 $mm^2$	185 $mm^2$
Alumínio	253,49 $mm^2$	300 $mm^2$

A escolha da secção comercial, é determinada a partir da Tabela F, que deve ser escolhido sempre um valor igual ou maior que a secção mínima calculada.

#### 3.2.4. Cálculo da secção mínima pelo critério da Queda de Tensão

Para determinarmos a secção mínima pelo critério da Queda de Tensão, primeiro devemos determinar a queda de tensão ao longo da linha.

- **Determinação da queda de tensão**

Para determinar a queda de tensão ao longo do condutor é necessário utilizar a equação (3.15). Os parâmetros elétricos de reatância ôhmica e reatância indutância do cabo são fornecidos pelo fabricante dos condutores e são encontrados na tabela **A** (cabos monoplares com nível de tensão de 8,5/15 KV), nos anexos e também são influenciados pelo método de instalação adotado.

A queda de tensão ao longo do condutor deve estar dentro da margem estabelecida em projecto (geralmente entre 3% para iluminação e 5% para outros fins) e é calculada através da equação (3.15) e é expressa em V/A.km.

$$\Delta V = \sqrt{3} * I_C * L * (R_{ca} * \cos \theta \pm XL * \sin \theta) \quad (3.15)$$

Onde:

$I_C$  = corrente do projecto = 591,9 A;

$L$  = comprimento do circuito (distância da SE5 ao PS13 ) em [Km]

$R_{ca}$  = resistência do cabo de secção  $120 \text{ mm}^2$

$\cos \theta$  = factor de potência;

$XL$  = reatância do cabo de secção  $120 \text{ mm}^2$

Dados:

$$XL = 0,110 \Omega/\text{Km}$$

$$I_C = 417 \text{ A}$$

$$R_{ca} = 0,264 \Omega/\text{Km}$$

$$L = 2400 \text{ m} = 2,4 \text{ Km}$$

$$\cos \theta = 0.8$$

Primeiro é necessário encontrar o ângulo  $\theta$ , logo:

$$\cos \theta = 0.8$$

$$\theta = \text{Cos}^{-1}(0,8)$$

$$\theta = 36,87^\circ$$

Então uma vez que determinamos o ângulo  $\theta = 36,87^\circ$  , já podemos determinar o  $\sin \theta$  .

$$\sin 36,87^\circ = 0,6$$

Substituindo estes todos valores na equação (3.15) têm-se:

$$\Delta V = \sqrt{3} * 591,9 * 2,4 * (0,264 * 0,8 \pm 0,110 * 0,6)$$

$$\Delta V = 1733 * 0,2772 \text{ V/A. km}$$

$$\Delta V = 480,52 \text{ V/A. km}$$

Para determinar a queda de tensão percentual no percurso podemos utilizar a seguinte

Equação ( 3.16):

$$\Delta V\% = \frac{\Delta V}{U} * 100 \quad (3.16)$$

Onde:

$\Delta V$  = Queda de tensão calculada no percurso = 480,52 V;

U = Tensão de operação da rede de distribuição = 11.000 V.

$\Delta V\%$  = Tensão percentual

Logo,

$$\Delta V\% = \frac{480,52}{11000} * 100$$

$$\Delta V\% = 0,0438 * 100$$

$$\Delta V\% = 4,38\%$$

Como mandam as normas RSRDEEBT e RSLEAT , devemos ter uma queda de tensão ao longo da distância do cabo de 5% no máximo, e a nossa queda de tensão percentual de 4,38% está abaixo do exigido, neste caso obedece a norma.

- **Secção mínima pelo critério da Queda de Tensão**

Para determinar a Secção mínima pelo critério da Queda de Tensão, podemos utilizar a seguinte equação (3.17); no qual os valores da resistividade encontramos na tabela 1.

$$A_{min} = \frac{100 * \sqrt{3} * \rho * I * L}{\Delta V \% * U_{ff}} \quad (3.17)$$

Onde:

$\rho_{cu}$  = resistividade do cobre ( = 0.01724 mm<sup>2</sup>Ω/m )

$\rho_{al}$  = resistividade do alumínio ( = 0.02826  $\frac{mm^2\Omega}{m}$  )

I = corrente da carga ( I = 591,74 A )

L = comprimento do projecto ( = 2400m )

$U_{ff}$  = Tensão fase fase, ( = 11 KV )

$\Delta V\%$  = Tensão percentual ( = 4,33% )

Tendo os dados acima podemos substituir:

- **Primeiro para a secção do Cobre**

$$A_{min(cobre)} = \frac{100 * \sqrt{3} * \rho_{cu} * I * L}{\Delta V \% * U_{ff}}$$

$$A_{min(cobre)} = \frac{100 * \sqrt{3} * 0.01724 * 591,7 * 2400}{4,33 * 11000}$$

$$A_{min(cobre)} = 89,5mm^2$$

Logo, a secção mínima do condutor de cobre pelo critério da Queda de Tensão é de 89,5mm<sup>2</sup> . Sendo 95mm<sup>2</sup>, o valor da secção comercial.

- **Segundo para a secção do alumínio**

$$A_{\min (\text{aluminio})} = \frac{100 * \sqrt{3} * \rho_{al} * I * L}{\Delta V\% * U_{ff}}$$

$$A_{\min (\text{aluminio})} = \frac{100 * \sqrt{3} * 0.02826 * 591,7 * 2400}{4,33 * 11000}$$

$$A_{\min (\text{aluminio})} = 145,93 \text{ mm}^2$$

Logo, a secção mínima do condutor de alumínio pelo critério da Queda de Tensão é de  $145,93 \text{ mm}^2$  Sendo  $150 \text{ mm}^2$  o valor da secção comercial.

**Tabela 7:** Secções dos cabos pelo critério da Queda de Tensão [Fonte: autoria própria]

<b>Material condutor</b>	<b>Secção mínima</b>	<b>Secção comercial</b>
Cobre	$89,5 \text{ mm}^2$	$95 \text{ mm}^2$
Alumínio	$145,93 \text{ mm}^2$	$150 \text{ mm}^2$

**Nota:** Pelo critério da Queda de Tensão, o valor da secção comercial, do alumínio assim como o do cobre não atendem a este critério.

- **Análise dos critérios escolhidos para o cálculo da secção do condutor**

Esta análise é feita em relação ao cabo do alumínio, que é a secção escolhida para o projecto, devido a questões económicas e ambientais.

- 1) Primeiro critério visto, que é o critério de capacidade de condução da corrente exigida pela carga, determinou uma secção de  $800 \text{ mm}^2$  que atende a este critério, assim como atende o critério de queda de tensão e o critério de curto circuito, porque a secção mínima deste é de  $300 \text{ mm}^2$ .

- 2) Se verificarmos pelo critério de curto circuito a secção desta é de  $300 \text{ mm}^2$ , e atende a este critério, assim como atende ao critério de queda de tensão, porque a sua secção é menor de  $150 \text{ mm}^2$ , mas não atende o critério de capacidade de condução da corrente exigida pela carga, porque não suporta a corrente de  $758,64 \text{ A}$ .
- 3) A secção mínima encontrada pelo critério de queda de tensão é de  $150 \text{ mm}^2$ , atende a este critério, mas não atende ao critério de curto circuito que suporta uma secção de  $300 \text{ mm}^2$  e também não atende o critério de capacidade de condução da corrente exigida pela carga que é de  $758,64 \text{ A}$ .

Visto os três critérios analisados acima, podemos fazer a escolha da secção requerida no projecto, segundo a norma, deve-se escolher a maior secção, ou melhor a secção que atende os três critérios, e neste caso é a secção de  $800 \text{ mm}^2$  determinada pelo critério de capacidade de condução da corrente exigida pela carga.

### 3.2.5. Definição da secção mínima da blindagem do condutor

Para definir a secção mínima da blindagem do condutor é também necessário utilizar a equação 3.12.

Onde:

$I_{cc}$  = corrente de curto-circuito (limitado pela linha)

$t = 0,600 \text{ (s)}$

$T_0 = 90 \text{ }^\circ\text{C}$

$T_1 = 250 \text{ }^\circ\text{C}$

$$S_n = 11254,08 \text{ KVA} = 11,25408 \text{ MVA}$$

$$Z_{tr} = 10\%$$

$$U_s = 11 \text{ KV}$$

Aplicando os valores na equação temos:

$$S_{CC} = \frac{S_n}{Z_{tr}} = \frac{11,25408}{0.1} [MVA] = 112,5408 MVA$$

$$I_{CC} = \frac{S_{CC}}{\sqrt{3} * U} = \frac{112,5408}{\sqrt{3} * 11} [KA] = 5,92 [KA]$$

$$I_{CC} = 5,92 [KA]$$

Aplicando os valores na equação 3.12, temos:

$$A_{min (blindagem)} = \frac{I_{CC} * \sqrt{t}}{220,7 * \left[ \log \left( \frac{T_1 + 234}{T_0 + 234} \right) \right]^{1/2}}$$

$$A_{min (blindagem)} = \frac{5,92 * \sqrt{0.60}}{220,7 * \left[ \log \left( \frac{250 + 234}{90 + 234} \right) \right]^{1/2}}$$

$$A_{min (blindagem)} = \frac{4585,6}{220,7 * 0,421}$$

$$A_{min (blindagem)} = 28,5 mm^2$$

Logo, a secção da blindagem do condutor deve ter pelo menos 30 mm<sup>2</sup>

### 3.3. Dimensionamento das protecções

A escolha do fusível é feita considerando-se a corrente nominal do circuito a ser protegido e a tensão nominal da rede. Os circuitos elétricos são dimensionados para uma determinada carga nominal dada pela carga que se pretende ligar. A escolha do fusível deve ser feita de modo que qualquer anormalidade elétrica no circuito fique restrita ao sector onde ela ocorrer, sem afectar os outros. Para dimensionar um fusível, é necessário levar em consideração as seguintes grandezas elétricas:

- Corrente nominal do circuito ou ramal;
- Corrente de curto-circuito;
- Tensão nominal.

Na análise do nosso circuito, temos um posto de seccionamento onde são dimensionadas as entradas do PS13. Podemos perceber que as cargas conectadas a este barramento devem ser protegidas por disjuntores accionados por relé de média tensão. Para tal é necessário determinar as cargas que estão conectadas a cada entrada, do PS13, para o nosso caso vamos determinar a corrente nominal do circuito que sai da SE05 até o PS13. Sabemos que as outras duas entradas alimentadoras ficam abertas, usadas no âmbito de contingências, e estes cálculos já foram feitos a quando da determinação da secção mínima do condutor escolhido pelos três critérios, cujo é, a corrente exigida da carga.

Embora neste projecto foi feito o dimensionamento de dois tipos de material condutor, de alumínio e cobre respectivamente. Salienta-se que, em igualdade de perdas, a utilização do alumínio, permite uma redução da metade no peso dos condutores. Assim sendo, ao utilizar-se os cabos de alumínio com cerca de 50% da massa dos correspondentes cabos de cobre, visto na equação (1.8), este torna-se um factor que aponta que o uso do alumínio é o mais económico, uma vez que o custo de aquisição do cabo de alumínio é mais acessível em comparação com os cabos de cobre. Este factor leva-nos a fazer a escolha do material condutor de alumínio. Embora os dois cabos de ponto de vista técnico são viáveis para o uso.

Para o cálculo das protecções, primeiro vamos verificar se existe um dispositivo de protecção para o cabo escolhido; no caso do estudo o alumínio de  $800\text{mm}^2$ , se não existir devemos escolher ou optar por um condutor maior, devido a complexidade de encontrar um dispositivo de protecção que atenda as características reais do condutor.

- **Condições para a escolha do disjuntor:**

$$I_s \leq I_n \leq I_z \quad (3.18)$$

$$I_f \leq 1,45 \times I_z \quad (3.19)$$

**Onde:**

$I_s$  = corrente de serviço da canalização (A)

$I_n$  = corrente nominal do dispositivo de protecção (A)

$I_z$  = corrente máxima admitida no circuito em regime permanente (A)

$I_f$  = corrente de fusão do circuito (A)

As correntes tem os valores seguintes:

$$I_s = 758,64 A \qquad I_z = 820 A$$

Substituindo na equação 3.18 temos:

$$758,64 A \leq I_n \leq 820 A$$

para determinarmos corrente  $I_n$ , vamos a tabela H, nos anexos, para encontrarmos o valor da corrente do dispositivo de protecção, e o valor que está dentro deste intervalo e a corrente de 800 A.

$$I_n = 800 A$$

Agora vamos substituir

$$758,64 A \leq 800 A \leq 820 A$$

Pela análise, a protecção escolhida satisfaz a condição deste critério.

Vamos verificar a segunda condição, que é a equação 3.19

$$I_f \leq 1,45 \times I_z$$

$$I_f \leq 1,45 \times 820$$

$$I_f \leq 1189 A$$

Esta também satisfaz a condição.

Na EDM, normalmente nos postos de transformação e nos postos de seccionamento são frequentemente usados disjuntores da marca SACE, do tipo SN ou N, sendo assim, será usado um disjuntor de corte geral no posto de seccionamento da SACE, SN-800 A, com um poder de corte de 20KA, assim como disjuntores Schneider NW08 HA 12KV 800A comandado pelo Réle de protecção ABB de MT- Ref.615, conforme se pode ver na tabela H, (nos anexos).

- **Descrição técnica específica principal do condutor**

Agora que já sabemos que existe este disjuntor, e o condutor e a sua protecção, podemos fazer a descrição técnica específica do condutor de alumínio dimensionado que encontramos neste projecto, como: **Cabo LXLPE 1 x 800 mm<sup>2</sup> , 11KV, AL**

Este é o cabo que faz parte da solução do nosso projecto, neste caso o cabo que deve ser adquirido para o projecto, embora é necessário perceber que o circuito é trifásico, então precisamos de ter um comprimento total do cabo de  $3 \times 2400\text{m} = 7200\text{m} = 7,2 \text{ km}$ .

- **Descrição técnica específica do condutor ( alternativa secundaria)**

Em vez de se instalar um cabo de 800 mm<sup>2</sup>, uma vez que este tem a desvantagem de contigência, pode se instalar dois cabos com a metade da secção isto é um cabo com secção de 400 mm<sup>2</sup>, estes dois circuitos são vantajosos porque resolvem a questão de contigência, mais tem uma desvantagem no custo, que vai custar 35% a mais em relação da implantação do cabo com a secção de 800 mm<sup>2</sup>: portanto para resolver a questão de contigência seria necessário implantar dois circuitos para interligar a SE5 ao PS13, e disjuntor com calibre de 570A, o cabo seria: **Cabo LXLPE 1 x 400 mm<sup>2</sup> , 11KV, AL**

### **3.4. Proposta do novo percurso da linha que liga SE05 ao PS13**

Um outro aspecto que irá ser adicionado ou implementado, será o novo percurso que a rede de distribuição que sai de SE5 ao PS13 irá seguir. O cabo vai sair do passeio do lado direito (para quem sai da SE5), uma vez que o cabo nos primeiros 600 metros se encontra sobre quintais de algumas residências e algumas instituições, para ser instalado do lado esquerdo do passeio; pode ser visto na planta da figura 3.5 (indicado a cor amarela na figura), e também mais adiante tem mais uns 200 metros que passam de quintais, vai ser mudado o percurso dessa parte da rede também, para o cabo passar somente nos passeios e/ou bermas e ruas, isto irá facilitar a equipa das brigadas de manutenções na identificação de avarias dos cabos no futuro.

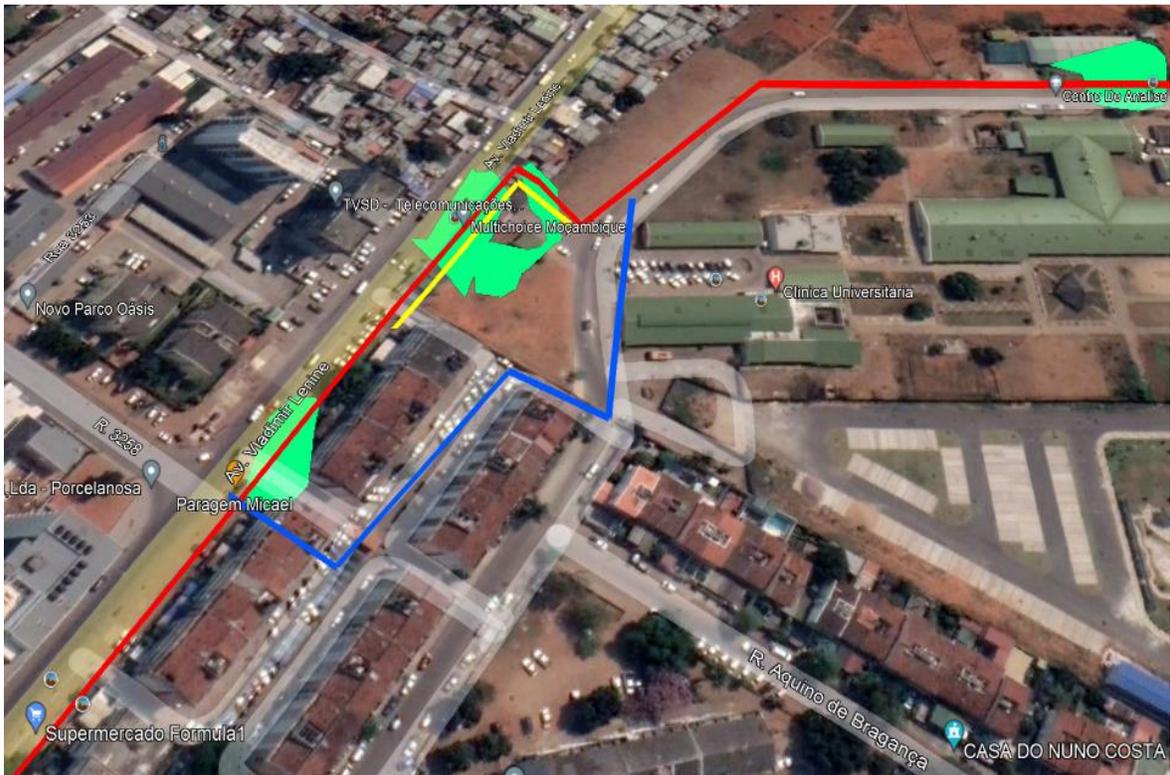


Figura 3.5: proposta do novo percurso da rede que liga SE05 ao PS13 [fonte: autoria própria]

#### Legenda:

- **Linha azul:** trecho da proposta da alteração do percurso da rede que liga SE05 ao PS13;
- **Linha vermelha:** linha ou rede subterrânea existente actualmente;
- **Areas pintadas a verde:** zonas onde o cabo sofreu algumas avarias e onde também o cabo se encontra debaixo das casas.

Com esta mudança do novo percurso proposto a rede de distribuição que sai da SE5 até ao PS13 irá sofrer um ligeiro acréscimo no seu percurso, num comprimento de aproximadamente 90 metros, neste caso o percurso que sai da SE5 até ao PS13 irá ter um comprimento total de aproximadamente 2400 metros ( 2,4 Km).

#### 4. ESTIMATIVA DE CUSTOS DO PROJECTO

..

ESTIMATIVA DE CUSTOS					
<b>Obra:</b>	Instalação do cabo de 800mm <sup>2</sup> , em substituição do cabo 120mm <sup>2</sup> com muitas emendas.				
<b>Local:</b>	Bairro Coop até ao Campus da UEM, troço SE 05 - PS 13				
I. Instalação do cabo de 150mm <sup>2</sup> ,					
ORD	Designação de Materiais	Unid	QTD	Custo unit. (MTs)	Custo Total (MTs)
2	Cabo LXLPE 1x800mm <sup>2</sup> 11KV AL	un	7200	3,700.00	26,640,000.00
7	Disjuntor SECA NW08 HA 12KV 800A	un	2	260,000.00	520,000.00
18	Caixa terminal monopolar 800mm <sup>2</sup>	un	8	16,679.58	133,436.64
20	Réle de proteção de MT- Ref.615	un	2	81,900.	163,800.00
23	Caixa de junção monopolar 150mm <sup>2</sup>	un	15	17,050.00	255,750.00
27	Caixa de inspeção 60x67x60cm	un	5	14,514.32	72,571.60
28	Terminais de cobre 800mm <sup>2</sup>	un	6	620.09	3,720.54
29	Fita de borracha	un	12	2,400.00	28,800.00
30	Fita de tela	un	12	1,500.00	18,000.00
<b>SUBTOTAL – I</b>					<b>27,927,306.64</b>

..

<b>SUBTOTAL A - CUSTO TOTAL DE MATERIAIS (I)</b>				<b>27,927,306.64</b>
<b>B - MÃO DE OBRA</b>				
<b>Descrição</b>	<b>Qtd</b>		<b>Valor</b>	<b>Valor Total (MTs)</b>
Mão de Obra 10%	2	1	2,792,730.66	5,585,461.33
<b>SUBTOTAL – B</b>				<b>5,585,461.33</b>
<b>C - TRANSPORTE</b>				
<b>Descrição</b>	<b>Qtd.</b>		<b>Valor</b>	<b>Valor Total (MTs)</b>
Transporte 5%	1	1	777,985.36	777,985.36
Abertura de valas e resselagem em betão	1	1620	1,900.00	3,078,000.00
Abertura de valas e resselagem em terra firme	1	600	1,100.00	660,000.00
Abertura de valas e resselagem, em asfalto		150	2,600.00	435,000.00
Aluguer de camiões, máquinas, etc. (colocar valores reais dos serviços)	Horas	100	4,500.00	450,000.00
<b>SUBTOTAL – C</b>				<b>5,400,985.36</b>
<b>RESUMO</b>				
Soma (A + B + C)				<b>38,913,752.98</b>
IVA 17%				6,615,337.95
<b>TOTAL GERAL</b>				<b>45,529,090,95</b>

## 5. ANÁLISE COMPARATIVA

Durante o estudo, percebeu-se que em termos de funcionalidade, disponibilidade e qualidade de energia fornecida pelo projecto de redimensionamento da rede subterrânea que sai da SE5 até ao PS13, será de grande valia, uma vez que a nova rede subterrânea irá ter um novo cabo que atende as características do novo dimensionamento, tanto de disponibilidade de potência, assim como do novo perfil a seguir. Tendo em vista que este cabo vai operar em regime permanente de funcionamento pelo menos durante um tempo médio de 10 anos tendo em conta o índice de crescimento da carga que é de 5 em 5 anos, desde o início do projecto.

Este projeto de redimensionamento da rede subterrânea que sai da SE5 até ao PS13, visa sobretudo o dimensionamento do cabo que deve ser substituído por um novo, em particular de uma maior secção, uma vez que o cabo actual é monopolar e tem uma secção de  $120mm^2$  e neste momento está a operar num regime de sobrecarga (segundo a tabela 2) e a norma diz que o cabo não pode operar em regime de sobrecarga durante 500 horas (aproximadamente 21 dias) [4] ao longo de toda a vida do cabo sobre o risco de diminuir a vida útil do cabo.

O novo cabo de alumínio a ser instalado, deve ser monopolar com uma secção de  $800mm^2$ , e este cabo irá trazer uma melhoria na qualidade de fornecimento de energia e iria evitar ou diminuir o número de interrupções na rede por causa de sobrecarga.

- **Caixas de inspeção na rede de distribuição subterrânea**

Prevê-se também que na implantação desta nova rede subterrânea, a colocação de caixas de inspeção vai facilitar as equipas das brigadas de manutenções no âmbito das análises da rede de distribuição, e ajudará na localização de avarias na rede subterrânea, o que na atual linha que liga a SE5 até ao PS13, não existe.



Figura 5.1: Caixas de inspeção na rede de distribuição subterrânea

Percebe-se que um dos grandes problemas que existe nas brigadas de manutenções é a localização de avarias nas caixas de junção ao longo do cabo, porque as linhas das redes subterrâneas tem caixas de junção a cada 300 metros ou 500 metros dependendo do fornecedor do cabo, e no âmbito dos projectos feitos não existe nas plantas dos projectos, os pontos específicos em termos de localização física das caixas de junção. Tendo em vista esta dificuldade, prevê-se criar um projecto onde tenha que constar todos os pontos das caixas de junção, com uma margem de erro de 100 centímetros (1 metro) ao longo do percurso de toda rede que sai da SE5 até ao PS13.

Visto a análise do projecto, existe dados novos que serão introduzidos no novo projecto de dimensionamento da rede, isto vai acarretar um maior investimento financeiro e segundo as estimativas feitas no âmbito do orçamentação do projecto foi previsto um valor aproximado de 45.529.090,95 MT, este valor está acima comparado com o investimento da antiga rede existente.

## 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

### 6.1. Conclusão

Este trabalho de redimensionamento da rede subterrânea de média tensão dos bairros da Coop e Sommerschild, identificou durante o seu desenvolvimento problemas de má qualidade de energia, da rede subterrânea de distribuição que parte da SE05 até ao PS13, uma vez que esta rede funciona num regime de sobrecarga e apresenta muitas interrupções, devido aos defeitos nos cabos causados por humanos, uma vez que a rede se encontra por baixo dos quintais das residências, o que dificulta as manutenções por parte das brigadas de manutenção da EDM, e estes problemas são solucionados pela sugestão deste projecto.

Portanto, para tal, identificamos e dimensionamos os dispositivos necessários para a nova rede proposta, em particular redimensionou-se o cabo que sai da SE05 até ao PS13, e neste redimensionamento tivemos como solução a substituição do cabo antigo monopolar (secção 120 mm<sup>2</sup>) por um outro cabo de alumínio, com as seguintes características, *Cabo LXLPE 1 x 800 mm<sup>2</sup>, 11KV, AL*, e as suas protecções com as características seguintes do disjuntor de corte geral, SN-800 A, com um poder de corte de 20KA da marca SACE, a ser instalado no PS13.

O projecto também determinou o melhor traçado possível para a rede subterrânea de distribuição que parte da SE05 até ao PS13, como se pode ver na figura 3.5, assim como determinou pela análise comparativa que é viável a sua implementação visto que esta nova rede vai funcionar no mínimo durante 10 anos num regime normal, tendo em conta a previsão de crescimento da carga prevista pela EDM. E pela estimativa de custos feitos o projecto determinou um valor de 45.529.090,95 MT, esta é uma solução económica para o redimensionamento da rede subterrânea de média tensão em estudo.

## 6.2. Recomendações

No desenvolvimento deste trabalho não explorou-se outros aspectos, embora sejam relevantes, visto que no âmbito das actividades de manutenções que participei com as brigadas de manutenções de média tensão (MT), notou-se que ainda existe um grande trabalho a ser feito na rede eléctrica de média tensão da EDM e principalmente como elas são geridas. Sugere-se que a cada vez, que fizer-se uma intervenção de manutenções nas redes subterrâneas de distribuição (RSD) de MT, por parte das brigadas de manutenção, deve-se cadastrar todos os pontos de defeitos na RSD, para se analisar a frequência de defeitos num determinado trecho de uma determinada linha. Além disto deve fazer-se uma análise de risco mais eficiente e criteriosa para se evitar acidentes de trabalho, para tal deve-se melhorar a ficha usada pelos técnicos das brigadas, e acima de tudo formar os trabalhadores em questões de segurança.

Durante a análise da informação da base de dados da subestação eléctrica em particular, ao esquema unifilar da SE05, em relação ao número de saídas, existe uma incompatibilidade nos esquemas da figura 3.2, e o esquema do PS13 em actualização (nos anexos), recomenda-se a Empresa EDM que uniformize a base de dados para evitar interpretações ambíguas do mesmo sistema (PS13).

Recomenda-se uma maior experiência prática a nível de subestação para melhor solidificação do tema de estudo, pois a falta de vivência prática com alguns equipamentos que foram dimensionados, em certos pontos pode comprometer a exactidão da informação.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. Almeida do Vale e António Machado e Moura, “Cabos Subterrâneos”, FEUP, 1975
- [2] Almeida do Vale e António Machado e Moura, “Caracterização, concepção e exploração de Redes de Distribuição de Energia Eléctrica”, FEUP, 1986
- [3] Formação sobre detecção e localização de avarias e ensaios em redes de distribuição subterrâneas MT, EDP Distribuição, Maio de 2006
- [4] “Guia Técnico”, Solidal Condutores Eléctricos S . A., 2007
- [5] <http://www.solidal.pt> Acesso em outubro de 2022
- [6] <http://www.policabos.pt> Acesso em Novembro de 2022
- [7] <http://www.edp.pt> Acesso em Novembro de 2022
- [8] José Luís Lourenço, “Pesquisa, detecção e reparação de avarias na rede de distribuição MT/BT”, FEUP, 2001.
- [9] LEITE, H. 2008 - Elaboração de Projectos de Linhas Aéreas de distribuição de Energia. Porto.
- [10] “Manual de Manutenção de Linhas de Média Tensão”, EDP Distribuição, julho de 2000.
- [11] “Regulamento de consignações da rede de distribuição AT, MT e BT”, EDP Distribuição, Outubro de 2005
- [12] Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Eléctrica”, Portugal, 1985
- [13] “Resumo de Procedimentos-Unidade de Detecção de Defeitos e Ensaios em Cabos Subterrâneos – UNISATSPG 32”, EDP Distribuição

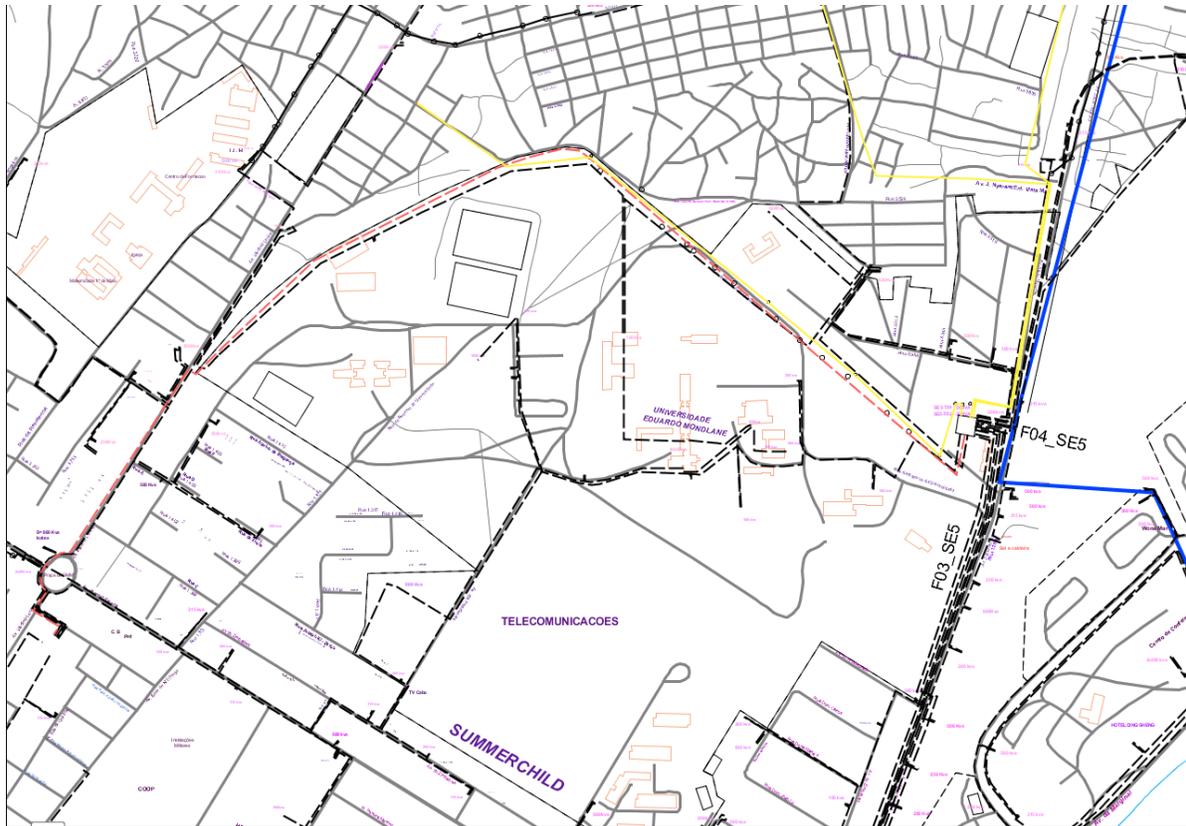
**ANEXOS**

# **Anexos**

## PERCURSO DA REDE SUBTERRÂNEA

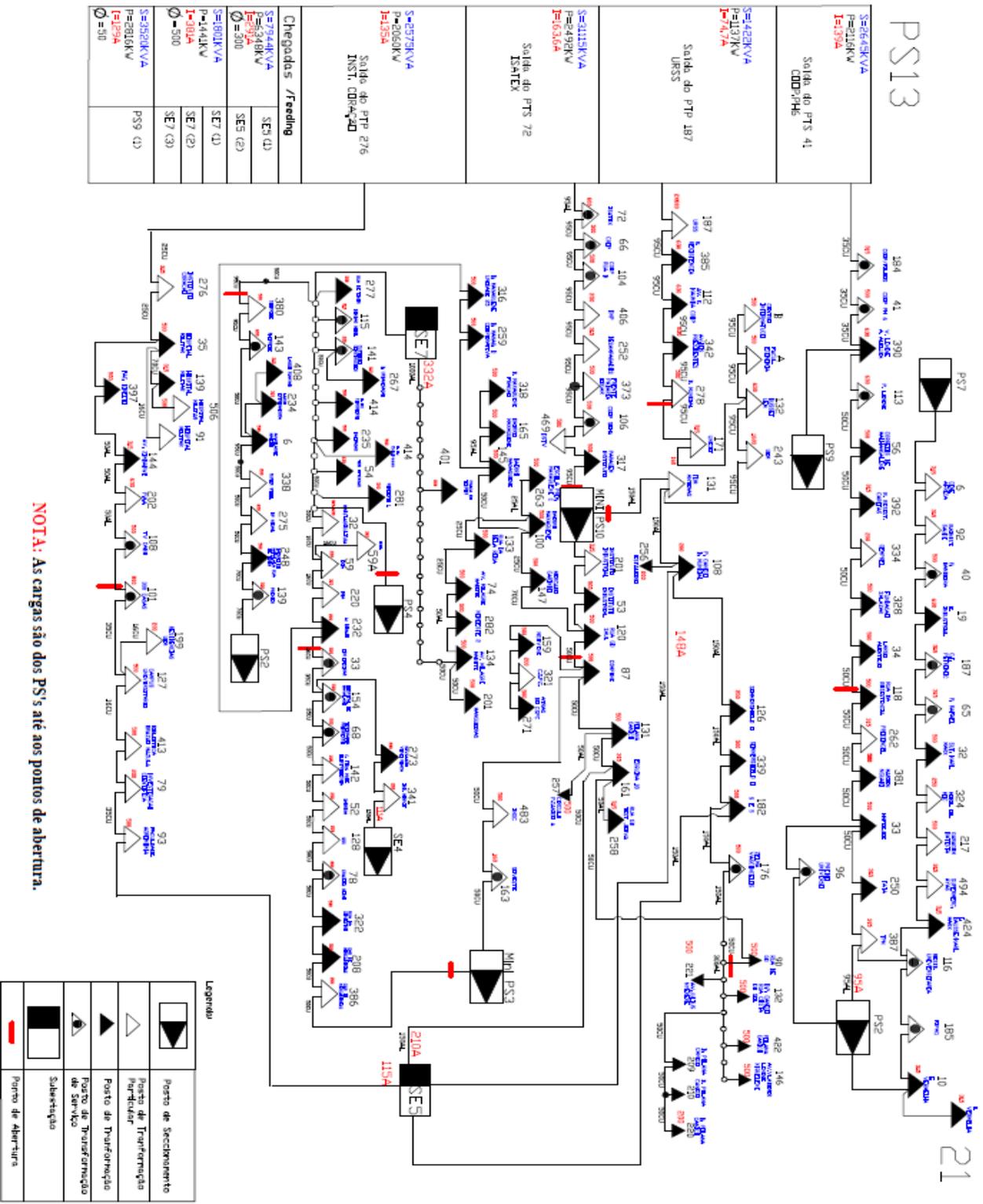


Percurso da rede na cor a vermelho, tirado do programa google Maps. Fonte autor

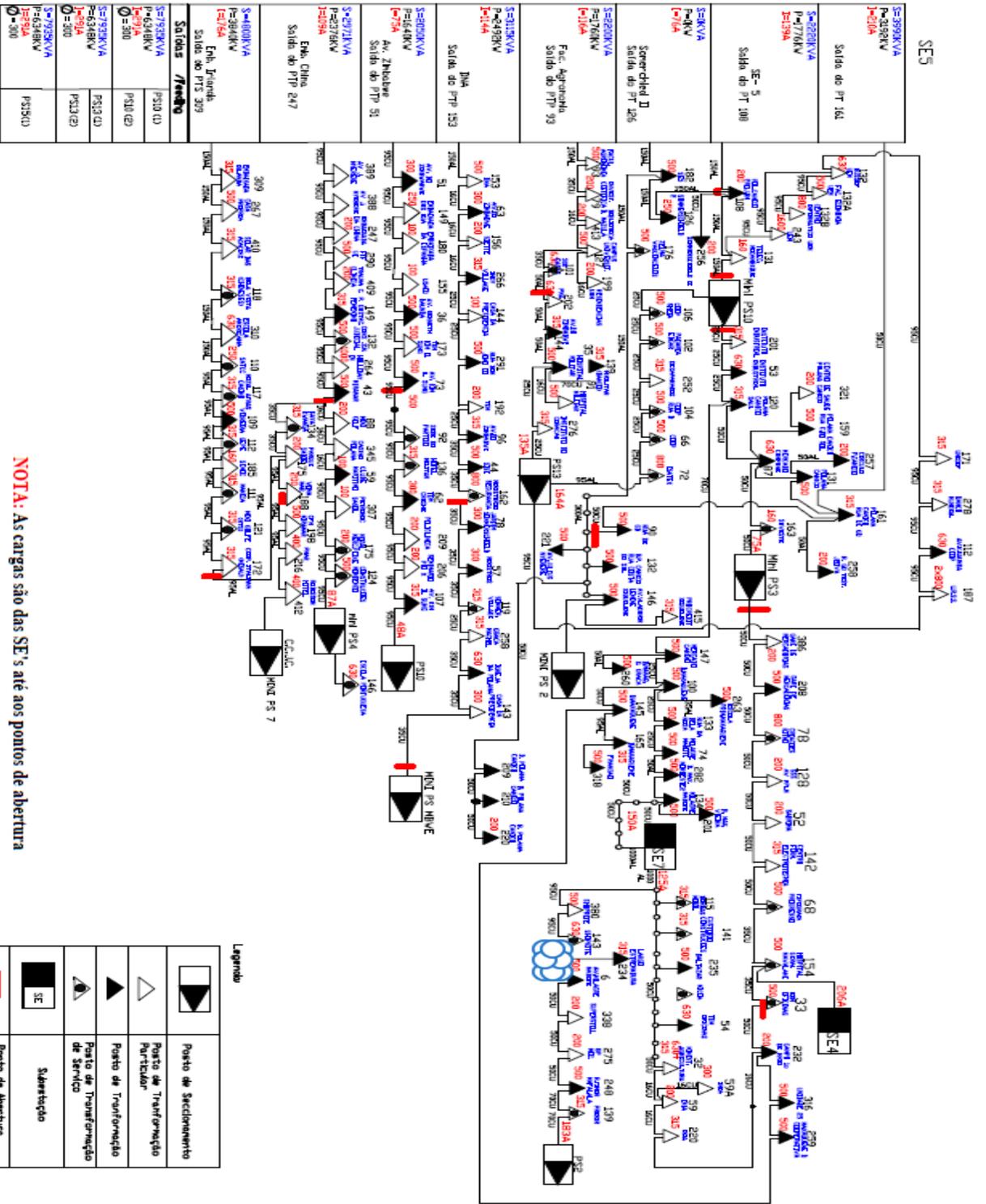


Linha tracejada a vermelho, tirado do programa NISH da EDM : fonte: EDM

# POSTO DE SECCIONAMENTO 13 EM ACTUALIZAÇÃO ( FONTE EDM)



# SUBESTAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA 05 ( SE 05 ) ( fonte: EDM )



**NOTA:** As cargas são das SE's até aos pontos de abertura

Legenda	
	Ponto de Seccionamento
	Ponto de Transformação Particular
	Ponto de Transformação de Serviço
	Subestação
	Ponto de Abertura



## CARACTERÍSTICAS DE CABOS DE MÉDIA TENSÃO

**Tabela A: Cabos Monopolares LXHIV/LXHIOV/XHIV/ XHIOV para 8,7/15 KV**

Características Dimensionais							Características Eléctricas								
Secção Nominal (mm)	Espessura Isolação (mm)	Diâmetro sobre Isolação (mm)	Espessura Baínha (mm)	Diâmetro exterior (mm)	Peso Aproximado (kg/km)		Resistência eléctrica DC a 20°C (Ω/Km)		Resistência eléctrica AC a 90°C (Ω/Km)		Capacidade C (µF/km)	Indutância L (mH/km)	Reatância XL (Ω/km)	Impedância Z <sub>swc</sub> (Ω/km)	
					Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu				Al	Cu
35	4.5	17.6	1.7	25.0	680	900	0.868	0.524	1.113	0.668	0.19	0.440	0.138	1.12	0.68
50		18.6	1.7	26.0	740	1030	0.641	0.387	0.822	0.493	0.21	0.421	0.132	0.83	0.51
70		20.4	1.8	28.0	860	1280	0.443	0.268	0.568	0.342	0.24	0.396	0.124	0.58	0.36
95		22.0	1.8	29.5	970	1550	0.320	0.193	0.410	0.246	0.26	0.377	0.118	0.43	0.27
120		23.6	1.9	31.0	1100	1830	0.253	0.153	0.324	0.195	0.29	0.362	0.114	0.34	0.23
150		24.9	1.9	32.5	1200	2110	0.206	0.124	0.264	0.158	0.31	0.352	0.110	0.29	0.19
185		27.0	2.0	35.0	1380	2500	0.164	0.099	0.210	0.126	0.34	0.338	0.106	0.24	0.17
240		29.1	2.1	37.0	1600	3080	0.125	0.075	0.160	0.096	0.38	0.327	0.103	0.19	0.14
300		31.4	2.1	39.5	1850	3690	0.100	0.060	0.128	0.077	0.41	0.315	0.099	0.16	0.13
400		34.1	2.2	42.5	2160	4510	0.078	0.047	0.100	0.060	0.45	0.305	0.096	0.14	0.11
500		37.1	2.3	45.5	2540	5630	0.061	0.037	0.078	0.047	0.50	0.296	0.093	0.12	0.10
630		41.1	2.4	49.5	3030	6970	0.047	0.028	0.060	0.036	0.56	0.285	0.090	0.11	0.10

**Tabela B: Cabos Monopolares LXHIV/LXHIOV/XHIV/ XHIOV PARA 10/20 KV**

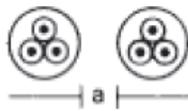
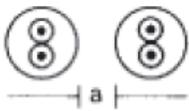
Características Dimensionais							Características Eléctricas								
Secção Nominal (mm)	Espessura Isolação (mm)	Diâmetro sobre Isolação (mm)	Espessura Baínha (mm)	Diâmetro exterior (mm)	Peso Aproximado (kg/km)		Resistência eléctrica DC a 20°C (Ω/Km)		Resistência eléctrica AC a 90°C (Ω/Km)		Capacidade C (µF/km)	Indutância L (mH/km)	Reatância XL (Ω/km)	Impedância Z <sub>swc</sub> (Ω/km)	
					Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu				Al	Cu
35	5.5	19.6	1.8	27.0	770	980	0.868	0.524	1.113	0.668	0.17	0.457	0.144	1.12	0.68
50		20.6	1.8	28.0	830	1130	0.641	0.387	0.822	0.493	0.18	0.438	0.138	0.83	0.51
70		22.4	1.9	30.0	960	1380	0.443	0.268	0.568	0.342	0.21	0.411	0.129	0.58	0.37
95		24.0	1.9	31.5	1080	1660	0.320	0.193	0.410	0.246	0.23	0.391	0.123	0.43	0.28
120		25.6	2.0	33.5	1210	1940	0.253	0.153	0.324	0.195	0.25	0.376	0.118	0.35	0.23
150		26.9	2.0	34.5	1320	2220	0.206	0.124	0.264	0.158	0.26	0.365	0.115	0.29	0.20
185		29.0	2.1	37.0	1500	2630	0.164	0.099	0.210	0.126	0.29	0.350	0.110	0.24	0.17
240		31.1	2.1	39.0	1710	3200	0.125	0.075	0.160	0.096	0.32	0.337	0.106	0.19	0.14
300		33.4	2.2	41.5	1990	3830	0.100	0.060	0.128	0.077	0.35	0.326	0.103	0.16	0.13
400		36.1	2.3	44.5	2310	4660	0.078	0.047	0.100	0.060	0.38	0.315	0.099	0.14	0.12
500		39.1	2.4	47.5	2710	5800	0.061	0.037	0.078	0.047	0.42	0.305	0.096	0.12	0.11
630		43.1	2.5	52.0	3210	7150	0.047	0.028	0.060	0.036	0.47	0.294	0.092	0.11	0.10

**Tabela C:** Factores de agrupamento para linhas com cabos diretamente enterrados

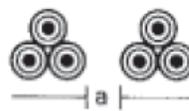
Número de circuitos	Distâncias entre cabos <sup>1)</sup> (a)				
	Nula	Um diâmetro de cabo	0,125 m	0,25 m	0,5 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80

1)

Cabos multipolares



Cabos unipolares



NOTA Os valores indicados são aplicáveis para uma profundidade de 0,7 m e uma resistividade térmica do solo de 2,5 K.m/W. São valores médios para as dimensões de cabos abrangidas nas tabelas 36 e 37. Os valores médios arredondados podem apresentar erros de até ± 10% em certos casos. Se forem necessários valores mais precisos, deve-se recorrer à ABNT NBR 11301.

**Tabela D – Temperatura máxima do condutor em função da isolação**

Tipo de Isolação	Temperatura máxima do condutor (°C)		
	Serviço contínuo	Sobrecarga*	Curto-circuito**
PVC	70	100	160
PE	70	100	160
EPR	90	130	250
XLPE	90	130	250
EPR 105	105	140	250

**Fonte: NBR-14039-ABNT(2005)**

\*A operação neste regime não deve superar 100 horas ao ano, nem 500 horas durante a vida do cabo;

\*\*A duração deste regime não deve ultrapassar 5 segundos.

**Tabela E** – Factores de correção de temperatura (FCT) para temperaturas ambientes diferentes de 30 °C para cabos não enterrados e de 20 °C (temperatura do solo) para cabos enterrados.

Temperatura °C	ISOLAÇÃO			
	PVC	EPR ou XLPE	PVC	EPR ou XLPE
	Ambiente		do Solo	
10	1,22	1,15	1,10	1,07
15	1,17	1,12	1,05	1,04
20	1,12	1,08	1,00	1,00
25	1,06	1,04	0,95	0,96
30	1,00	1,00	0,89	0,93
35	0,94	0,96	0,84	0,89
40	0,87	0,91	0,77	0,85
45	0,79	0,87	0,71	0,80
50	0,71	0,82	0,63	0,76
55	0,61	0,76	0,55	0,71
60	0,50	0,71	0,45	0,65
65	-	0,65	-	0,60
70	-	0,58	-	0,53
75	-	0,50	-	0,46
80	-	0,41	-	0,38

## INTENSIDADES ADMISSÍVEIS EM CABOS DE MÉDIA TENSÃO E ALTA TENSÃO

TABELA F: Cabos Monopolares , [fonte: Eurocabos]

(Média Tensão e Alta Tensão)

### Intensidades Máximas Admissíveis em Regime Permanente

Cabos Monopolares e Tripolares de Média Tensão com almas em CU e AL  
Isolamento em PEX

Cabos MONOPOLARES Média Tensão com almas em CU e AL Isolamento em PEX Intensidades Máximas Admissíveis					Cabos TRIPOLARES Média Tensão com almas em CU e AL Isolamento em PEX Intensidades Máximas Admissíveis				
Secção Nominal mm <sup>2</sup>	Instalação Subterrânea		Instalação ao Ar Livre		Secção Nominal mm <sup>2</sup>	Instalação Subterrânea		Instalação ao Ar Livre	
	AL (A)	CU (A)	AL (A)	CU (A)		AL (A)	CU (A)	AL (A)	CU (A)
35	150	190	25	200	25	-	165	-	160
50	180	230	35	240	35	-	200	-	195
70	220	270	50	300	50	180	235	175	230
95	260	330	70	360	70	225	285	220	280
120	300	380	95	430	95	270	345	265	345
150	330	430	120	490	120	305	390	305	395
185	380	480	150	570	150	340	435	345	450
240	440	560	185	670	185	385	490	395	310
300	490	630	240	760	240	445	570	470	600
400	570	720	690	890	<b>NOTA IMPORTANTE:</b> - Temperatura Máxima ao ar livre, 30° C - Temperatura Máxima do solo, 20° C.				
500	650	820	810	1020					
630	750	930	950	1180					
800	840	1030	1090	1340					
1000	950	1150	1250	1510					

**NOTA IMPORTANTE:** As intensidades são indicadas para uma canalização trifásica, 3 cabos em trevo juntivo.  
 - Temperatura máxima ao ar livre, 30°C.  
 - Temperatura máxima do solo, 20°C.

**TABELA G, impedância típica de curto circuito para transformadores**

Potência Nominal	Impedância Típica de Curto-Circuito
kVA	%
$S \leq 630$	4
$630 < S \leq 1250$	5
$1250 < S \leq 3150$	6
$3150 < S \leq 6300$	7
$6300 < S \leq 12500$	8
$12500 < S \leq 25000$	10
$25000 < S \leq 200000$	12

**Fonte:**

<https://shop65002.dancereflection.org/content?c=imped%C3%A2ncia%20percentual%20transformador&id=5>

**Tabela H – valores normalizados dos disjuntores de MT, AT, e MAT**

Valores estipulados normalizados	MAT e AT	MT
<i>Tensão (kV)</i>	72,5; 123; 170; 245; 300; 420; 550; 800	7,2; 12; 17,5; 24; 36
<i>Intensidade (A)</i>	2000; 2500; 3150; 4000; 5000	400; 630; 800; 1250; 1600
<i>Poder de corte estipulado (kA)</i>	31,5; 40; 50; 63; 80	12,5; 16; 20; 25

## 2 - Características Físicas Aproximadas dos Principais Materiais Utilizados nas Camadas Isolantes

**Importante:** Alguns dos valores que figuram neste quadro, particularmente no que diz respeito às características mecânicas, são dados a título informativo. Segundo a composição escolhida, nomeadamente, com a finalidade de responder a certos documentos particulares de normalização, um mesmo material pode apresentar, com efeito, características sensivelmente diferentes.

Natureza do material	Papel impregnado	Policloreto de vinilo PVC			Polietileno PE			Ignifugos sem halogénio	Polietileno reticulado PEX			Copolímeros de etileno propílico EPM, EPDM, EPR e HEPR	Borracha de silicone
		BT	MT	AT	BT	MT	AT		BT	MT e AT	BT, MT e AT		
Domínio da aplicação ..... Temperatura máxima admissível na alma condutora, °C .....	MT	70	70	70	70	70	70	70	90	90	90	90	BT
Densidade a 20°C ..... Resistividade térmica, K.m/w .....	12,2 - 1,5 6	1,3 - 1,5 6			0,92 / 3,5				0,92 - 1,20 3,5			1,10 - 1,35 3,5	1,10 - 1,30 3,5
<b>Características Mecânicas</b>		(1) rígido	(2) flexível	(3) (4)	(4)	(5)		(2)	(4)	(6)	(2) (3) (4)	(7)	(2)
Carga de ruptura mínima MPa (1 MPa = 10 daN/cm <sup>2</sup> ) .....		12,5	10,0	12,5	12,5	10,0	12,5	5,0	12,5	12,5	12,5	4,2	5,0
Alongamento mínimo à ruptura, % .....		125	150	125	125	300	450	120	200	200	200	200	150
Envelhecimento acelerado em estufa de ar quente, duração/temperatura .....		168h/80°C		120h/ 100°C	168h/ 100°C	240h/ 100°C	168h/ 100°C	168h/ 100°C	168h/ 135°C	168h/ 135°C	240h/ 135°C	168h/ 135°C	240h/ 200°C
Varição máxima das características .....		±20%	±20%	±25%	±30%	±25%	±25%	±25%	±25%	±25%	±25%	±30%	Cr ≥ 4 MPa A ≥ 120%
<b>Características Dielétricas</b> a 20°C, 50 Hz													
Permitividade relativa, (ε) .....	3,6	4 - 8			2,3			5 - 8	2,3 - 2,8			2,4 - 3,2	3 - 3,5
Tangente do ângulo de perdas máximas em média tensão (tgδ) .....	80.10 <sup>-4</sup>	1000-10 <sup>-4</sup>			10.10 <sup>-4</sup>			1000.10 <sup>-4</sup>	10.10 <sup>-4</sup> - 40.10 <sup>-4</sup>			200.10 <sup>-4</sup>	
Constante de isolamento (Ki) M Ω.Km .....	5000	50 - 5000			5000			50 - 3000	5000 a 50000			5000	5000

(1) Condutores e cabos, isolados a PVC, de tensão nominal ≤ 450/750V.

(2) Cabos isolados com dielétricos maciços e extrudidos, de tensão nominal ≤ 0,6/1kV.

(3) Cabos isolados com dielétricos maciços e extrudidos, para tensões estipuladas de 1,8/3 (3,6) kV a 18/30 (36) kV.

(4) Cabos para transmissão de energia, isolados com dielétricos maciços e extrudidos, para tensões de 1 até 30 kV, (CEI 502).

(5) Cabos monopolares, com isolamento em PEX, extrudido, de tensão de serviço 225 kV.

(6) Cabos para redes de distribuição, isolados a PEX, para tensões 12/20 kV.

(7) Condutores e cabos, isolados com borracha, de tensão nominal ≤ 450/750V.

Condutores	Material	NP	UNE
		Símbolo	Símbolo
	Cobre macio	Nenhuma letra	Nenhuma letra
	Alumínio	L	AL (após a secção)
	Forma	Símbolo	Símbolo
	Redonda não compactada	n.a.	Nenhuma letra
	Redonda compactada	n.a.	K (após a secção)
	Sectorial	n.a.	S (após a secção)
<b>Materiais de isolamento e bainhas</b>	<b>Material</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Símbolo</b>
	PVC	V	V
	Polietileno termoplástico	E	E
	Polietileno reticulado	X	R
<b>Écrans metálicos</b>	<b>Material</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Símbolo</b>
	Colectivo	H	HO
	Individual	HI	H
	Em fios de cobre	O	n.a.
	Estanque	1H ou 1HI	n.a.
<b>Revestimentos metálicos (protecção mecânica)</b>	<b>Materiais magnéticos</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Símbolo</b>
	Fitas	A	F
	Fios	R	M
	Barrinhas	M	Q
	Trança de aço galvanizado	1Q	n.a.
<b>Revestimentos metálicos (protecção mecânica)</b>	<b>Materiais não magnéticos</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Símbolo</b>
	Fitas	1A	FA
	Fios	1R	MA
	Barrinhas	1M	QA
	Trança de cobre	Q	n.a.
<b>Indicações diversas</b>	<b>Forma</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Símbolo</b>
	Cabos auto-suportados	S	n.a.

n.a. = Não aplicável

TENSÃO		XH11AV			XH101AV (1)		XH11AV / XH101AV									
		Seção nominal (mm <sup>2</sup> )	Dâim. ext. aprox. (mm)	Peso aprox. (kg/km)	Dâim. ext. aprox. (mm)	Peso aprox. (kg/km)	Dâim. sobre a lotação (mm)	Intensidade máxima em regime permanente (A)				Intens. máx. admitt. reg. c.c. (A)	Resist. máx. cond. a 20°C (µΩ/km)	Indutância (mH/km)		Capacidade (µ F/km)
								enterrados		ao ar				esteira	triângulo	
Nominal	Máx. de Serviço	esteira	triângulo	esteira	triângulo											
3,8 / 10 kV	7,2 kV	25	24	798	26	946	15	158	153	190	156	3,6	0,7270	0,56	0,40	0,28
		35	34	897	36	1.042	16	188	182	228	187	5,0	0,5240	0,54	0,38	0,30
		50	25	1.050	27	1.191	17	222	216	272	224	7,2	0,3870	0,52	0,36	0,33
		70	27	1.297	29	1.433	18	272	264	338	280	10,0	0,2680	0,50	0,34	0,38
		95	29	1.523	31	1.738	20	324	317	408	340	13,6	0,1920	0,48	0,33	0,43
		120	31	1.892	33	2.017	22	369	361	468	390	17,2	0,1530	0,47	0,31	0,48
		150	32	2.182	34	2.321	23	412	405	526	444	21,4	0,1240	0,46	0,30	0,51
		185	34	2.604	36	2.720	25	463	458	598	509	26,4	0,0991	0,45	0,29	0,57
		240	37	3.205	39	3.373	28	531	428	692	601	34,5	0,0754	0,43	0,27	0,63
		300	40	3.940	43	4.066	30	590	592	773	682	43,0	0,0601	0,43	0,27	0,64
6 / 10 kV	12 kV	400	43	4.875	46	5.016	34	664	670	876	783	57,3	0,0470	0,42	0,26	0,67
		500	47	5.959	50	6.070	37	731	749	965	886	71,5	0,0366	0,42	0,26	0,70
		25	26	893	28	1.034	17	157	153	191	159	3,6	0,7270	0,58	0,42	0,23
		35	26	993	28	1.132	18	187	182	228	190	5,0	0,5240	0,56	0,40	0,24
		50	27	1.149	29	1.285	19	221	228	273	228	7,2	0,3870	0,54	0,38	0,27
		70	29	1.402	31	1.547	20	270	263	338	283	10,0	0,2680	0,52	0,36	0,30
		95	31	1.718	33	1.843	22	322	315	407	344	13,6	0,1920	0,50	0,34	0,34
		120	33	2.007	35	2.145	24	366	359	467	397	17,2	0,1530	0,49	0,33	0,37
		150	34	2.319	36	2.435	25	408	402	524	448	21,4	0,1240	0,48	0,32	0,40
		185	36	2.748	38	2.860	27	459	454	594	514	26,4	0,0991	0,47	0,31	0,44
8,7 / 15 kV	17,5 kV	240	39	3.373	41	3.476	30	527	526	688	603	34,5	0,0754	0,44	0,29	0,50
		300	41	4.026	44	4.148	32	587	590	769	684	43,0	0,0601	0,44	0,29	0,54
		400	44	4.959	47	5.075	35	661	668	871	784	57,3	0,0470	0,43	0,27	0,59
		500	48	5.993	51	6.101	38	729	748	961	886	71,5	0,0366	0,42	0,26	0,66
		25	28	1.004	30	1.138	19	157	153	191	182	3,6	0,7270	0,60	0,44	0,19
		35	28	1.106	30	1.238	20	186	181	228	193	5,0	0,5240	0,58	0,42	0,20
		50	30	1.281	32	1.410	21	220	214	272	231	7,2	0,3870	0,56	0,40	0,21
		70	31	1.539	34	1.663	23	269	262	337	287	10,0	0,2680	0,54	0,38	0,24
		95	33	1.893	35	1.983	24	320	314	406	347	13,6	0,1920	0,52	0,36	0,27
		120	35	2.159	37	2.273	26	363	357	465	400	17,2	0,1530	0,50	0,34	0,29
12 / 20 kV	36 kV	150	37	2.477	39	2.587	27	406	400	522	452	21,4	0,1240	0,49	0,33	0,32
		185	38	2.895	41	3.000	29	455	452	590	517	26,4	0,0991	0,48	0,33	0,35
		240	41	3.550	43	3.647	32	523	523	682	606	34,5	0,0754	0,46	0,30	0,39
		300	43	4.211	47	4.351	34	583	587	783	686	43,0	0,0601	0,45	0,29	0,42
		400	47	5.157	50	5.269	37	656	666	895	786	57,3	0,0470	0,44	0,29	0,47
		500	50	6.229	53	6.334	40	723	746	954	888	71,5	0,0366	0,43	0,27	0,52
		22	186	181	228	196	5,0	0,5240	0,60	0,44	0,18					
		23	219	214	272	233	7,2	0,3870	0,58	0,42	0,19					
		25	267	262	336	289	10,0	0,2680	0,55	0,40	0,21					
		26	318	313	404	350	13,6	0,1920	0,54	0,38	0,23					
28	361	356	462	403	17,2	0,1530	0,52	0,36	0,26							
29	409	398	519	455	21,4	0,1240	0,51	0,35	0,27							
31	452	450	586	519	26,4	0,0991	0,50	0,34	0,30							
34	520	551	678	608	34,5	0,0754	0,47	0,31	0,34							
36	578	585	757	688	43,0	0,0601	0,46	0,30	0,36							
39	651	663	857	787	57,3	0,0470	0,45	0,29	0,38							
42	718	743	945	889	71,5	0,0366	0,44	0,28	0,44							
18 / 30 kV	36 kV	50	37	1.740	39	1.848	28	218	213	270	237	7,2	0,3870	0,62	0,46	0,15
		70	39	2.038	41	2.142	30	265	260	333	293	10,0	0,2680	0,59	0,43	0,16
		95	41	2.365	43	2.464	31	316	311	400	354	13,6	0,1920	0,57	0,41	0,18
		120	43	2.702	45	2.818	33	358	353	457	407	17,2	0,1530	0,55	0,39	0,19
		150	44	3.039	46	3.130	34	399	395	512	458	21,4	0,1240	0,54	0,38	0,21
		185	46	3.504	48	3.589	36	450	465	568	528	26,4	0,0991	0,53	0,37	0,23
		240	49	4.194	51	4.298	39	513	517	668	610	34,5	0,0754	0,50	0,34	0,25
		300	51	4.883	54	4.985	41	571	580	745	689	43,0	0,0601	0,49	0,33	0,27
		400	54	5.818	57	5.969	44	642	658	843	788	57,3	0,0470	0,47	0,32	0,29
		500	58	6.933	61	7.050	47	707	738	929	889	71,5	0,0366	0,46	0,31	0,32