



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE

**FACULDADE DE ENGENHARIA
ENGENHARIA ELÉCTRICA**

**ESTUDO DE IMPLEMENTAÇÃO DE TECNOLOGIA DE VIGILÂNCIA E
MANOBRA REMOTA DE REDE ELÉCTRICA NA SAÍDA DA TELEVISÃO
DE MOÇAMBIQUE NO POSTO DE SECCIONAMENTO 14.**

Leonel Valente Moiane

Supervisores:

Da UEM: Mestre Fernando Chachaia, Eng^o.

Da Instituição: Eng^o.Ubaldo Pumule

Maputo, junho de 2024

UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE

**FACULDADE DE ENGENHARIA
ENGENHARIA ELÉCTRICA**

**ESTUDO DE IMPLEMENTAÇÃO DE TECNOLOGIA DE VIGILÂNCIA E
MANOBRA REMOTA DE REDE ELÉCTRICA NA SAÍDA DA TELEVISÃO
DE MOÇAMBIQUE NO POSTO DE SECCIONAMENTO 14.**

Leonel Valente Moiane

Supervisores:

Da UEM: Mestre Fernando Chachaia, Eng^o.

Da Instituição: Eng^o.Ubaldo Pumule

Maputo, junho de 2024

i. DEDICATÓRIA

O presente trabalho é dedicado a minha amada e esposa Berta B. Moiane, meus filhos Eliel e Léobert, meus pais: Francisco Moiane e Margarida Zucula e irmãos: Lurdes, Zefanias, Odete e Ben.

ii. GRADECIMENTOS

Em primeiro lugar sou grato a Deus, sou convicto de que todas conquistas são efectivamente dádivas Dele.

Agradecer aos professores em especial ao meu supervisor Mestre Fernando Chachaia, Eng^o., aos colegas, pelo suporte durante a jornada académica, ao Supervisor da EDM eng. Ubaldo Pumule, aos meus irmãos Lurdes, Zefanias, Odete e Ben, pais Francisco Moiane e Margarida Z. Moiane a minha esposa vai um agradecimento especial e todos que me apoiaram e incentivaram nesta longa jornada.

iii. RESUMO

A tendência da indústria é de digitalizar e automatizar sistemas e processos.

A implementação de tecnologias de vigilância e manobra remota é um salto para a indústria de energia eléctrica particularmente para Moçambique.

Este trabalho visa estudar a implementação de tecnologias de vigilância e manobra remota no circuito da televisão de Moçambique no posto de seccionamento 14 da electricidade de Moçambique. O circuito em estudo alimenta cargas de parte do bairro polana cimento C na baixa da cidade de Maputo onde encontram-se hospitais, empresas, escolas, residências, estação emissora de televisão entre outras cargas sensíveis à interrupção de energia eléctrica.

Para a elaboração do relatório recorreu-se à pesquisa bibliográfica, estudo de campo e consulta à especialistas.

Usa-se PLCs e o *software* RsLogix para a implementação do estudo em alusão.

Os resultados obtidos indicam que em coordenação com o sistema de protecção do próprio posto de seccionamento o sistema proposto é capaz de detectar e isolar falhas rapidamente, além de permitir a execução de manobras remotamente para restabelecer o fornecimento de energia de forma eficiente.

Palavras-chave









Manobra Remota, Monitoramento de rede eléctrica em Tempo Real, Automação de Sistemas Eléctricos.

iv. ÍNDICE

I. DEDICATÓRIA.....	I
II. GRADECIMENTOS.....	II
III. RESUMO.....	III
IV. LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS.....	IV
V. ÍNDICE.....	VI
VI. LISTA DE SÍMBOLOS.....	V
VII. ÍNDICE DE FIGURAS.....	V
1. CAPITULO I.....	2
INTRODUÇÃO E METODOLOGIA DE ELABORAÇÃO DO TRABALHO.....	2
1.1. INTRODUÇÃO.....	2
1.2. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA.....	2
1.3. JUSTIFICATIVA.....	3
1.4. OBJECTIVOS:.....	4
1.5. METODOLOGIA.....	5
2. CAPITULO 2:.....	6
REVISÃO DA LITERATURA.....	6
2.1. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTÊNCIA.....	6
2.1.1. LINHAS DE TRANSMISSÃO.....	7
2.1.2. LINHAS DE SUBTRANSMISSÃO.....	8
2.1.3. SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....	8
2.1.4. CONFIGURAÇÃO (TOPOLOGIA) DE REDES ELÉTRICAS.....	9
2.1.5. CONTROLADORES LÓGICOS PROGRAMÁVEIS.....	13
2.2. TRANSFORMADORES DE CORRENTE E DE TENSÃO.....	15
2.2.1. TRANSFORMADORES DE CORRENTE.....	16
2.2.2. TRANSFORMADOR DE TENSÃO.....	18
2.3. SISTEMA DE PROTEÇÃO.....	19
2.4. FALTA OU DEFEITO.....	21
2.5. RELÉ.....	22
2.5.1. CARACTERÍSTICAS DOS RELÉS DE PROTEÇÃO.....	22
2.5.2. DESEMPENHO DOS RELÉS DE PROTEÇÃO.....	23
2.5.3. RELÉ DE SOBRETENSÃO.....	26
2.5.4. RELÉS DE SUBTENSÃO.....	27
2.5.5. RELÉ DIFERENCIAL.....	28

2.5.6. RELÉS QUE COMPÕEM A PROTEÇÃO DE ALIMENTADORES	29
2.5.7. DIAGRAMAS DE LIGAÇÃO DE TC'S AOS RELÉS	30
2.5.8. ESQUEMA DE COMANDO DO RELÉ E DO DISJUNTOR	31
2.6. RELIGADORES, SECCIONALIZADORES E FUSÍVEIS	33
2.7. ZONAS DE PROTEÇÃO	34
2.8. RELÉS DIGITAIS	35
2.8.1. PROCESSAMENTO DE INFORMAÇÃO	38
2.8.2. INTERFACE DO RELÉ COM O SISTEMA	38
2.8.3. FUNÇÕES DE PROTEÇÃO DOS RELÉS	40
2.9. SISTEMA SCADA	41
2.9.1. O SOFTWARE SCADA	43
2.9.2. COMUNICAÇÃO SOFTWARE SCADA E IEDS	43
3. CAPITULO 3:	45
APRESENTAÇÃO DA EMPRESA, ESTUDO DO CASO, ANALISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.	45
3.1. APRESENTAÇÃO DA EMPRESA ELETRICIDADE DE MOÇAMBIQUE	45
3.2. CASO DE ESTUDO	46
3.2.1. CIRCUITO DA TELEVISÃO DE MOÇAMBIQUE	47
3.2.2. UNIDADES PRINCIPAIS DO ANEL (RMU'S)	48
3.2.3. MANOBRA REMOTA	50
3.2.4. IMPLEMENTAÇÃO DE SOWTWARE RSLOGIX 500	50
3.2.5. DESCOBRINDO A SECÇÃO PROVÁVEL DE DEFEITO	51
3.2.6. COMUNIÇÃO COM O SISTEMA SCADA	52
3.3. CUSTOS DE IMPLEMENTAÇÃO	55
3.4. CONCLUSÃO	55
3.5. BIBLIOGRAFIA	56
3.6. OUTRAS REFERÊNCIAS	57
4. ANEXOS	58

v. LISTA DE SIMBOLOS

#	ELEMENTO ELECTRICO	SÍMBOLO
1	Seccionador	
2	Fusível	
3	Transformador de corrente	
4	Transformador	
5	Disjuntor	
6	Contacto aberto	
7	Contacto fechado	
8	Bobina	

vi. ÍNDICE DE FIGURAS

figura 1	- Estrutura básica de um sistema eléctrico interligado	6
figura 2	- Exemplo de um sistema eléctrico de potência Fonte:	7
figura 3	- Configuração radial da rede eléctrica	10
figura 4	- Rede eléctrica em malha	11
figura 5	- Configuração da rede em anel	12
figura 6	- rede Mista Fonte:	12
figura 7	- Cabos subterrâneos, tripolar e monopolar	13
figura 8	- diagrama de funcionamento de um PLC	14
figura 9	- Circuito equivalente de um TC ideal	17
figura 10	- transformador de potencial configurado em Y-Y aberto	18
figura 11	- Estrutura de funcionamento de um sistema de proteção	19
figura 12	- estrutura detalhada de funcionamento de um sistema de proteção	21
figura 13	- ilustração de tipos de curto circuitos	22
figura 14	- Conjunto relé disjuntor	25
figura 15	- Relé de sobretensão não temporizado (59I)	26

figura 16 - Proteção de sobretensão - esquema funcional de relés temporizados e instantâneos	26
figura 17 - Relé de proteção digital multifunção	27
figura 18 - Diagrama unifilar (a) e esquema DC da proteção(b) de sobrecorrente com supervisão do relé de subtensão.	28
figura 19 - Princípio de proteção diferencial	28
figura 20 - Proteção diferencial	29
figura 21 - Diagrama de ligação de três relés de fase e de neutro.	30
figura 22 - Diagrama de ligação de dois relés de fase e de neutro.	31
figura 23 - esquema de ligação do relé de sobrecorrente	32
figura 24 - Esquema de ligação dos contactos do circuito de abertura do disjuntor	32
figura 25 - Esquema de proteção com fusíveis, religadores e Seccionalizadores	34
figura 26 - Zonas de proteção	35
figura 27 - relé de proteção digital circuito da televisão de moçambique no PS 14	36
figura 28 - diagrama exemplo de integração de IEDs Fonte: Donald, 2006	41
figura 29 - meios físicos do sistema de aquisição e supervisão de dados	42
figura 30 - localização do posto de seccionamento 14	46
figura 31 - circuito da televisão de Moçambique no Ps 14	47
figura 32 - diagrama de proteção e Motorização	49
figura 33 - esquema de comunicação do plc remoto	50
figura 34 - sistema de comando proposto	51
figura 35 - esquema de comunicação	52

CAPÍTULO I : INTRODUÇÃO E METODOLOGIA DE ELABORAÇÃO DO TRABALHO

1.1. INTRODUÇÃO

O circuito da televisão de Moçambique no posto de seccionamento 14 alimenta cargas importantes tais como a própria televisão de Moçambique, empresas diversas, clínicas, laboratórios, escolas, etc.

A indisponibilidade de fornecimento de energia eléctrica acarreta vários prejuízos, tanto para a concessionária de energia eléctrica (EDM), como para as instituições alimentadas por este circuito.

O instituto de engenheiros eléctricos e electrónicos (IEEE) define um dos indicadores de desempenho de uma rede eléctrica o índice de duração de interrupção de fornecimento que deve ser baixo.

Através da implementação de tecnologia de vigilância e manobra remota da rede eléctrica em alusão propõe-se, incrementar eficiência operacional assim minimizando a indisponibilidade do fornecimento de energia eléctrica.

Portanto, este projecto irá se alinhar às tendências de digitalização e automação da indústria, promovendo soluções inovadoras que permitam a detenção rápida de avarias e restauração do fornecimento de energia em caso de falhas, visando reduzir o tempo de interrupção, minimizar os prejuízos e melhorar a confiabilidade do sistema eléctrico no geral.

1.2. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Uma das metas das concessionárias de energia eléctrica é minimizar o índice de duração média de interrupção do sistema (SAIDI).

A electricidade de Moçambique objetiva assegurar que a duração média de interrupção de fornecimento de energia seja de 20 minutos/ cliente, sendo ideal reduzir ainda mais. As interrupções geram custos financeiros (perda de faturamento da concessionária), Custo social (prejuízos por falta de produção, no caso de Clientes em atividades industriais e comerciais) e Custos com a imagem da concessionária junto aos seus clientes (investimento em marketing que a concessionária deve realizar para manter os seus clientes satisfeitos com o serviço que presta). A tendência da indústria é digitalizar e automatizar os processos.

Como reduzir o tempo de indisponibilidade da rede por efeitos de falhas, através da implementação de tecnologia de vigilância e manobra remota de rede eléctrica?

1.3. JUSTIFICATIVA

A modernização e optimização de redes eléctricas são cruciais para atender as crescentes demandas por energia eléctrica, garantindo um fornecimento confiável e eficiente. Atualmente, as redes de média tensão enfrentam desafios significativos em termos de tempo de resposta a falhas e interrupções, afetando a qualidade do serviço prestado aos consumidores e impactando negativamente a economia.

1.4. OBJECTIVOS:

1.4.1. GERAL:

Estudar a implementação de tecnologia de vigilância e manobra remota de rede eléctrica na saída da televisão de Moçambique no posto de seccionamento 14.

1.4.2. ESPECÍFICOS:

- Estudar a Instalação de sensores inteligentes ao longo da rede para monitorar o fluxo de carga;
- Desenvolver algoritmos de análise de dados para identificar rapidamente a localização e causa de falhas na rede;
- Estudar a Integração de sistemas de comunicação para colher dados da rede em tempo real;
- Realizar testes através de programas informáticos.
- Estimar o grau de redução de perdas antes e depois da implementação do sistema.

1.5. METODOLOGIA

Para a elaboração do relatório do trabalho presente serão considerados os seguintes passos:

1.5.1. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A revisão consistirá na pesquisa e leituras de livros, catálogos, publicações científicas, conteúdos da internet e consulta de docentes e especialistas.

1.5.2. PESQUISA DE CAMPO:

Serão feitas visitas em alguns pontos do objecto do projecto.

1.5.3. MODELAÇÃO COMPUTACIONAL:

Usou-se os softwares Rslugix 500 para a simulação e o autocad para a execução dos desenhos e esquemas.

1.5.4. ELABORAÇÃO DO RELATÓRIO

Onde será apresentada de forma resumida a informação encontrada na literatura, apresentados os resultados de pesquisa, dos cálculos, simulações, bem como a discussão dos mesmos.

1.5.5. LOCAL DE REALIZAÇÃO:

Cidade de Maputo, bairro polana cimento A, Eletricidade de Moçambique, área de serviço ao cliente de Kampfumo.

2. CAPITULO II : REVISÃO DA LITERATURA

2.1. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTÊNCIA

Segundo Fuchs,1977, os sistemas eléctricos de potencia (SEP) estão organizados de forma horizontal e vertical.

Na horizontal encontra-se subsistemas que são isolados electricamente e geralmente também geograficamente dos subsistemas vizinhos do mesmo nível, sendo a interconexão eléctrica feita através do nível da transmissão. Outrossim as interligações podem ser usadas para flexibilizar a operação em situações de emergência.

Na vertical encontram-se cinco níveis que a seguir são descritos:

- Nível 1 - geração
- Nível 2 - linhas de interconexão de sistemas em pool
- Nível 3 - rede de transmissão
- Nível 4 - rede de sub-transmissão
- Nível 5- rede de distribuição[10]

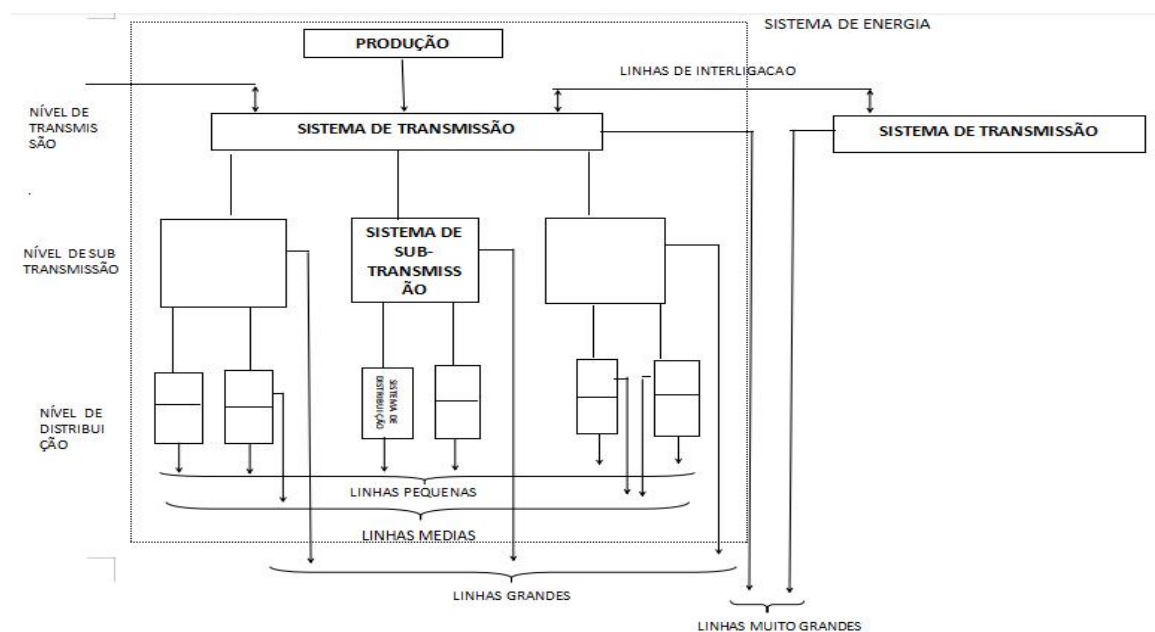


figura 1 - Estrutura básica de um sistema eléctrico interligado Fonte: adaptado de Fuchs,1977

Conforme pode-se ver no diagrama da figura 2 as redes de AT são alimentadas por subestações de muito alta tensão (MAT) e alta tensão (AT) que por sua vez são alimentadas por linhas MAT Inter-regionais. Subestações transformadoras de AT/MT situadas ao redor de cada rede de AT alimentam redes de MT individuais. As redes de AT e MT fornecem a grandes clientes de MT, mas a grossa maioria está conectada a rede de baixa tensão.[10]

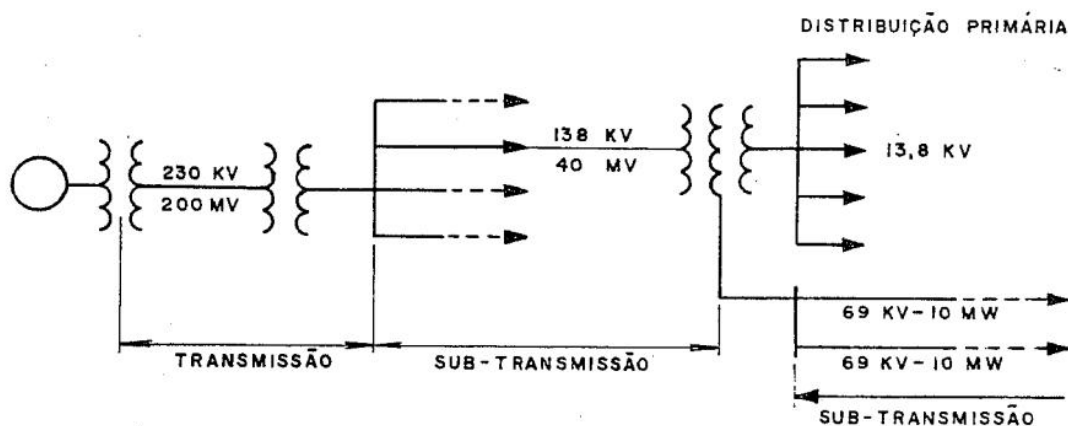


figura 2 - Exemplo de um sistema eléctrico de potência Fonte: Fuchs, 1977 pg 6

O transporte de energia é feito em todos os níveis. O que distingue um nível do outro é a tensão e quantidade de energia que cada elemento transporta. Os elementos responsáveis pelo transporte (electrodutos), podem ser linhas aéreas, cabos subterrâneos ou marítimos. As designações destes elementos determinam o seu nível de tensão. [10]

2.1.1. LINHAS DE TRANSMISSÃO

As linhas de transmissão transportam energia elétrica a longas distâncias, por vezes atravessando fronteiras, Interligam os centros de produção as áreas de distribuição, também dos centros de produção aos produtores independentes. São caracterizadas por possuírem a tensão mais elevada do sistema. Em geral as linhas de transmissão terminam em subestações abaixadoras, onde se inicia a distribuição a granel através

das linhas de subtransmissão. Em geral são construídas no mesmo sistema eléctrico de potencia (SEP) duas ou mais linhas de transmissão em tensões diferentes. [12][5]

2.1.2. LINHAS DE SUBTRANSMISSÃO

São linhas que operam em tensões inferiores as de linhas de transporte, havendo possibilidade de operarem à tensão existente na transmissão.

Estas linhas interligam subestações regionais a subestações locais com a finalidade de distribuição de à granel da energia transportada pelas linhas de transmissão. Das subestações regionais, podem sair diversas linhas de subtransmissão, de mesmo modo das subestações locais podem sair mais de um subnível de subtransmissão.[12][5]

2.1.3. SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

A função do sistema de distribuição de energia eléctrica é a de entregar energia eléctrica do sistema de sub Transmissão ou de pequenos geradores aos respectivos consumidores.

Na subestação de chegada os níveis de tensão de transmissão são reduzidos para os níveis de tensão de distribuição. Ao sair da subestação a energia eléctrica entra na rede de distribuição. No local de utilização o nível de tensão de distribuição é de novo baixado para os níveis de tensão de serviço requeridos.[12]

Segundo Lakerve e Holmes, 1989, nas zonas rurais geralmente são usados linhas aéreas com condutores em alumínio e apoios de madeira para redes de média tensão. Apoios de betão ou metálicos são usados em regiões onde a madeira não é disponível ou as condições climáticas não permitam. Os cabos isolados são mais confiáveis e ambientalmente aceites e há tendência em aumentar sua aplicação. Os cabos subterrâneos tem sidos instalados com mais frequência em áreas urbanas, sendo que pode-se instalar em áreas rurais por motivos ambientais.

2.1.3.1. LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO PRIMARIAS

As linhas de distribuição primárias são uma parte fundamental do sistema elétrico de potência, responsáveis por fornecer eletricidade da subestação de distribuição para áreas específicas, como bairros, áreas comerciais e industriais.

As linhas de distribuição primárias operam em média tensão, geralmente entre 2,4 kV e 34,5 kV e podem ser:

- **Linhas de distribuição aéreas** - são circuitos eléctricos trifásicos que saem das subestações em rede aérea, sendo que muitas vezes há um pequeno troço subterrâneo.
- **Linhas de distribuição subterrâneas** - são circuitos que saem da subestação e vão até os transformadores de distribuição [1]

2.1.3.2. LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO SECUNDARIAS

Operam com a tensão mais baixa do SEP, tem o sua extensão entre 200 e 300 m. a tensão das linhas de distribuição secundaria é usada para alimentar cargas domesticas e industriais, em Moçambique esta na faixa de 0.22kV a 0.4kv.[1]

2.1.4. CONFIGURAÇÃO (TOPOLOGIA) DE REDES ELÉTRICAS

As redes eléctricas tem diferentes configurações e tamanhos, variam desde redes que cobrem pequenos edifícios à redes nacionais e transnacionais

A estrutura, de uma rede, pode variar dependendo dos constrangimentos do orçamento, exigências de fiabilidade, da carga e das características de geração. [2][5]

2.1.4.1. REDE RADIAL

A topologia mais simples de uma rede de distribuição ou transmissão é a radial. Esta é em forma da figura de uma árvore, onde a energia fornecida é radiada fora progressivamente para linhas de menor tensão até alcançar as cargas destinatárias. Isto é Estas são caracterizadas por possuírem uma única linha para a alimentação dos consumidores, condicionando, desta forma, a realimentação dos mesmos na ocorrência de defeitos. Este tipo de exploração apresenta baixo custo de instalação, sendo particularmente utilizadas na distribuição aérea e em zonas rurais, com baixa densidade de carga. [2][5]

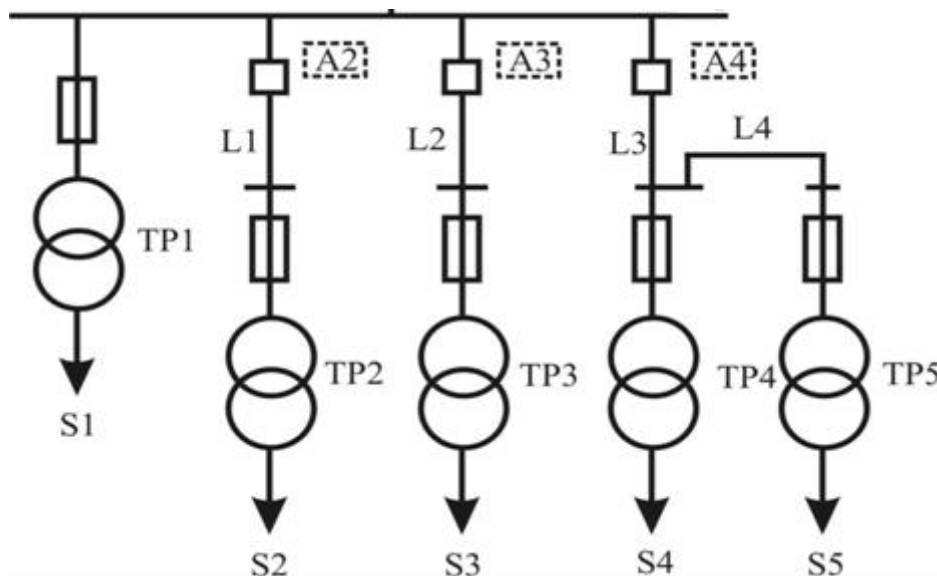


figura 3 - Configuração radial da rede eléctrica Fonte: adaptado de <https://studfile.net/preview/7669600/>

2.1.4.2. REDE EM MALHA

As redes em malha oferecem maior fiabilidade. O custo das topologias em malha restringe a sua aplicação a redes de transmissão e de média tensão de distribuição.

Redundâncias permitem que na ocorrência de falhas (defeitos) na linha a electricidade é re-alimentada enquanto repara-se a linha avariada. [2][5]

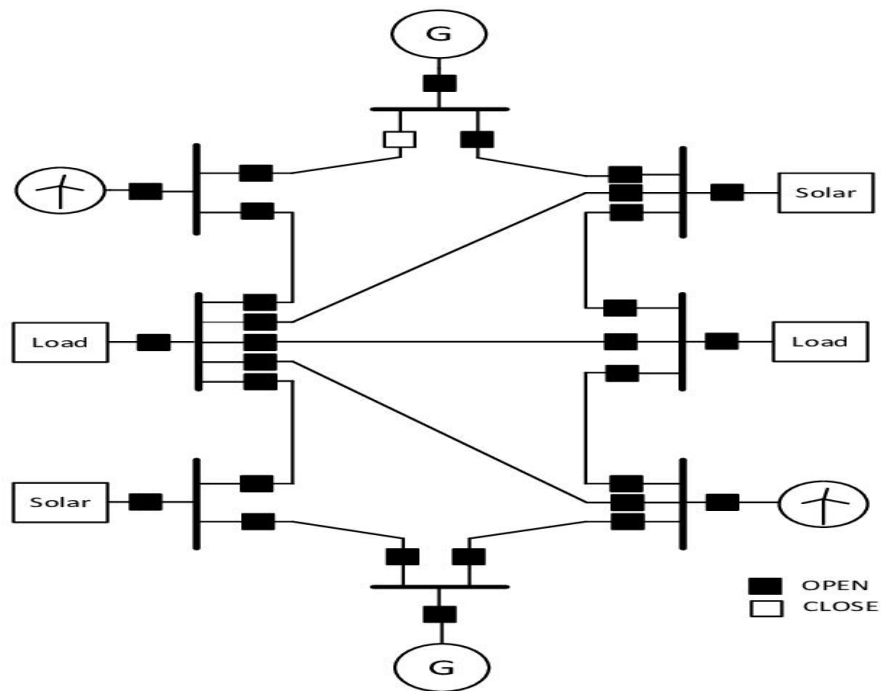


figura 4 - Rede eléctrica em malha Fonte: <https://www.researchgate.net>

2.1.4.3. REDE EM ANEL

As redes exploradas em anel são dotadas de duas linhas de alimentação, o que possibilita a alimentação dos consumidores através de dois caminhos elétricos distintos. Em condições normais de alimentação, apenas um dos caminhos é utilizado, constituindo o outro caminho para alimentação dos consumidores em situações de defeito. Neste tipo de exploração verifica-se uma maior continuidade de serviço, sendo particularmente utilizadas na distribuição subterrânea e em zonas urbanas. [2][5]

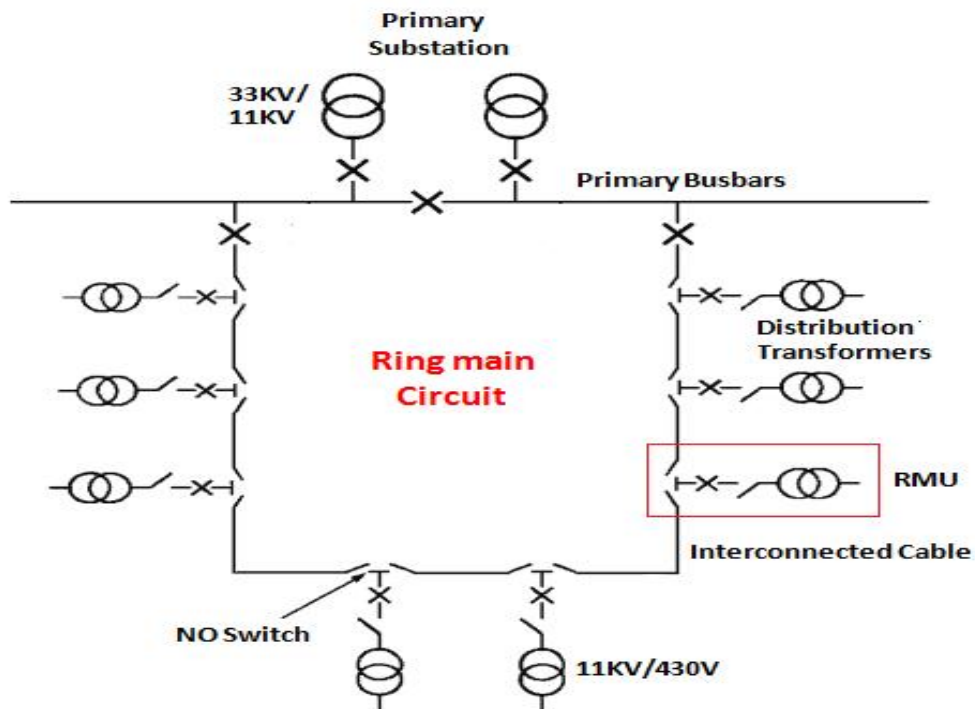


figura 5 - Configuração da rede em anel Fonte: <https://electengmaterials.com>

2.1.4.4. REDE MISTA

A configuração mista da rede eléctrica, é feita para minimizar os custos de construção e maximizar os custos de exploração de modo a garantir a continuidade de serviço. Este tipo de configuração é feita em zonas per-urbanas e rurais onde existam consumidores sensíveis à interrupções de fornecimento de energia, como indústrias, hospitais, etc.[23]

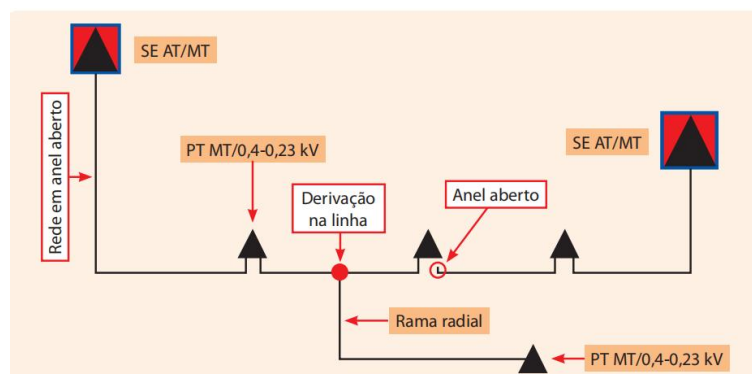


figura 6 - rede Mista Fonte: Bolotinha, 2018

2.1.4.5. CABOS EM REDES SUBTERRÂNEAS

Segundo Bolotinha, 2018, Um cabo é constituído, no mínimo, pelo(s) condutor(es) e respectivo isolamento e a bainha exterior. Sendo que o material dos condutores pode ser o cobre ou o alumínio.

Os cabos de média tensão são usualmente isolados a polietileno reticulado (XLPE), e existem também cabos isolados a PVC que são aplicados até o máximo da tensão de 10KV

Os cabos subterrâneos de média tensão possuem uma blindagem em fita de cobre, e blindagem para proteção contra acções mecânicas.

Os cabos armados devem ter sua armadura em material não magnético de modo a evitar circulação de correntes induzidas na armadura. Geralmente utiliza-se o alumínio. [23]

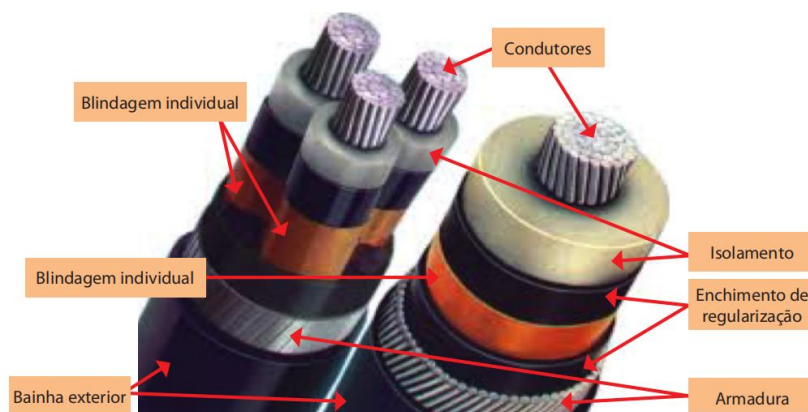


figura 7 - Cabos subterrâneos, tripolar e monopolar Fonte: Bolotinha, 2018

2.1.5. CONTROLADORES LÓGICOS PROGRAMÁVEIS

Um controlador lógico programável ou controlador programável é um computador digital industrial que foi adaptado para o controle de processos de fabricação, como linhas de montagem, dispositivos robóticos ou qualquer atividade que exija controle de alta confiabilidade e facilidade de programação e diagnóstico de falhas de processo. Com a evolução dos recursos eletrônicos e informáticos, os PLC's passaram a tratar

variáveis analógicas e tiveram incorporado funções de controle de malhas de instrumentação, com algoritmos de controle proporcionais, integrais e derivativos. Esta evolução possibilitou os PLC's a capacidade de realizar várias tarefas. [26]



figura 8 - diagrama de funcionamento de um PLC

2.1.5.1. CONSTITUIÇÃO DE PLC

Os plc's são constituídos por diversas partes, das quais pode-se destacar as seguintes:

- Fonte de alimentação - Converte a tensão da rede de 110 ou 220 VCA em +5VCC, +12VCC ou +24VCC para alimentar os circuitos eletrônicos, as entradas e as saídas.

A fonte de alimentação é responsável pelo fornecimento da energia necessária para a alimentação da CPU e dos módulos de entrada e de saída. Fornece todos os níveis de tensão exigidos para as operações internas do PLC.

- Entradas (analógicas e/ou digitais);
- Saídas (analógicas e/ou digitais);
- Unidade Central de Processamento (CPU);
- Unidade de comunicação;
- Memória:
 1. Memória de programa: responsável pelo armazenamento do programa aplicativo, desenvolvido pelo usuário para desempenhar determinadas tarefas.
 2. Memória de dados: local utilizado pelo CPU para armazenamento temporário de dados.[26]

2.1.5.2. TIPOS DE ESTRUTURA EXTERNA DO PLC

A estrutura modular é dividida em módulos ou partes que desempenham funções específicas. A prática da divisão de classificar essa estrutura que está condicionada pelo local de fabricação que é: Modelo Compacto e Modelo Modular.

Os PLCs compactos Possuem incorporados em uma única unidade: a fonte de alimentação, a CPU e os módulos de E/S, ficando o usuário com acesso somente aos conectores do sistema E/S. Esse tipo de estrutura normalmente é empregado para PLCs de pequeno porte. Atualmente suportam uma grande variedade de módulos especiais (normalmente vendidos como opcionais), tais como:

- Entradas e saídas analógicas;
- Contadores rápidos;
- Módulos de comunicação;
- Interfaces Homem/Máquina (IHM).

2.1.5.3. APLICAÇÕES GERAIS DOS PLC

Um controlador programável é normalmente utilizado em processos industriais que possuem um ou vários dos seguintes requisitos:

- Processos sequenciais;
- Manobra de máquinas;
- Manobra de instalações;
- Sinalização e/ou controle de processos;
- Etc.

2.2. TRANSFORMADORES DE CORRENTE E DE TENSÃO

Segundo Filho,2013, transformadores de medida são equipamentos que permitem aos instrumentos de medição e proteção funcionar adequadamente sem que seja necessário possuírem correntes e tensões do circuito principal, Ou seja, os transformadores de corrente e potencial reduzem os valores das grandezas a medir de modo a torna-las adequadas aos instrumentos de medição.

2.2.1. TRANSFORMADORES DE CORRENTE

Os transformadores de correntes (TC's) são usados para transformar a corrente primária do SEP em corrente secundária baixa proporcional à primária para facilitar a "leitura" pelos instrumentos de medição.[9]

2.2.1.1. DEFINIÇÕES BÁSICAS DOS TC'S DE PROTEÇÃO

Diferentemente dos TC's de medição, aos de proteção é requerido muitas das vezes que operem a plena carga, não sendo muito importante a linearidade, bastando que seja conduzida a corrente de magnetização e a corrente secundária em condições de falta. (Bayliss, 1999)

No uso dos transformadores de corrente vários termos de classificação são usados:

- **Corrente primária (I_n)** - o valor desta corrente, é especificado na chapa de características e é a corrente primária que se baseia o funcionamento nominal do TC.[2]
- **Corrente secundária nominal (I_s)** - é o valor da potencia aparente em VA marcado na chapa de características em que o transformador se destina a fornecer no valor nominal da corrente ao circuito secundário.
A potencia aparente deve ser especificada para corresponder a carga do relé e do cabo de conexão, sendo sempre melhor sobredimensionar mas deve-se levar este facto em consideração no calculo do factor limite de precisão.[2]
- **Relação de transformação (K)** - a relação de transformação é a relação entre a corrente primária e secundária, não sendo necessariamente a relação entre o números de espiras.[2]

A relação de transformação nominal (K_n) é dada por $K_n = \frac{I_{pn}}{I_{sn}}$ (1)

A relação de transformação real (k) é dada por $K = \frac{I_p}{I_s}$ (2)

- **Carga do TC (Z_i)**- refere-se à impedância do circuito secundário dada por:

$$Z_i = R_s + Z_b = |Z_i| \angle \phi_i \quad (3) [7]$$

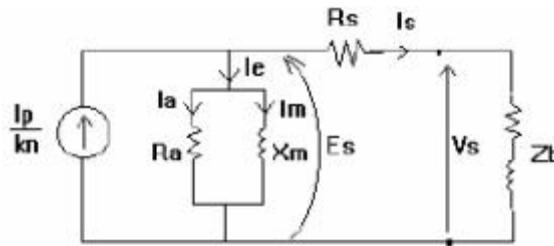


figura 9- Circuito equivalente de um TC ideal Fonte: De Almeida,2000

Erro de relação - diferença entre relação de transformação medida e relação de transformação nominal. O factor de correcção de relação (FCR) : $FCR = \frac{K}{K_n}$ (4) [11]

- **Erro composto** - é o valor médio quadrático (r.m.s) da diferença entre a corrente primária instantânea e a corrente secundária atual, multiplicado pela relação de transformação nominal sob condições estacionárias.[11]
- **Classe de exatidão** - valor máximo do erro expresso em percentagem.
- **Fator limite de precisão nominal (RALF)** - A corrente primária até a qual o TC deve manter sua precisão especificada com carga secundária nominal conectada, expressa como um múltiplo da corrente primária nominal.[11]
- **Ponto de joelho ou saturação** - é a tensão que quando aplicada ao secundário do TC com todos enrolamentos em circuito aberto, em que um aumento de 10 % faz com que a corrente de excitação aumente em 50%. (Bayliss, 1999; kinderman,2005)

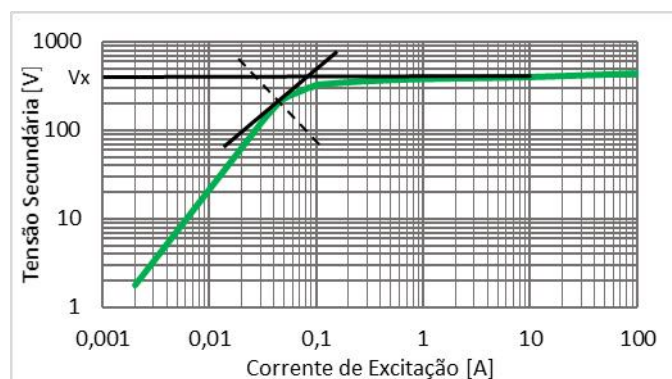


gráfico 1- Ponto de saturação do TC Fonte: pronextengenharia.com.br

2.2.2. TRANSFORMADOR DE TENSÃO

O transformador de tensão ou potencial (TP), é um equipamento utilizado para medição de tensão, que funciona de forma similar ao transformador de corrente, fornecendo uma tensão proporcional aos circuitos de alta tensão que estão sendo medidos. O enrolamento primário é ligado em derivação ao circuito elétrico de potência e o enrolamento secundário alimenta as bobinas de potencial dos demais instrumentos. [11] Os TP's são unidades monofásicas, sendo que podem ser agrupados em varias configurações. O primário ligado à tensão nominal da linha ou outro alimentador no qual o TP está conectado. A tensão de saída é normalmente de 115V. [11]

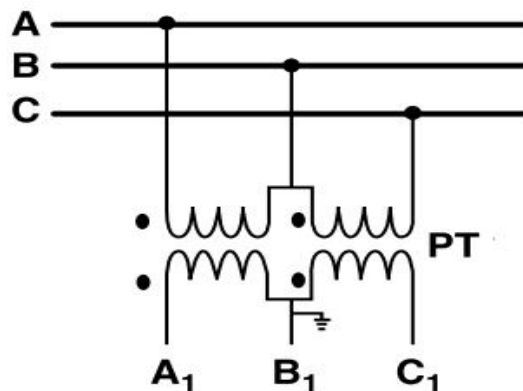


figura 10 - transformador de potencial configurado em Y-Y aberto

Fonte: <https://electengmaterials.com/>

2.2.2.1. RAZÃO DE TRANSFORMAÇÃO DO TP

A razão de transformação de um transformador de potencial é dada pela relação entre a tensão primaria e Secundária.

$$\text{Relação de transformação de um TP: } \mathbf{RTP} = \frac{N_p}{N_s} = \frac{V_{pn}}{V_{sn}} \quad (5) [11]$$

2.2.2.2. CARGA NOMINAL DO TP

A carga nominal do TP é a máxima potencia em VA que o seu secundário pode admitir sem ultrapassar a sua classe de exatidão. As classes de exatidão dos TP's são dada em percentagem:

- 0.1% - para calibração de equipamentos em laboratórios (TP padrão);
- 0.3% - para medição de grandezas para fins de faturamento;
- 0.6% - para medição de grandezas para acompanhamento das condições de operação;
- 1.2% - para relés de proteção;
- 3% - em TP's com ligação em delta aberto para proteção de defeitos fase-terra.[11]

2.3. SISTEMA DE PROTEÇÃO

No geral os relés de proteção funcionam seguindo o esquema descrito na figura 8, que mostra todos os seus componentes.

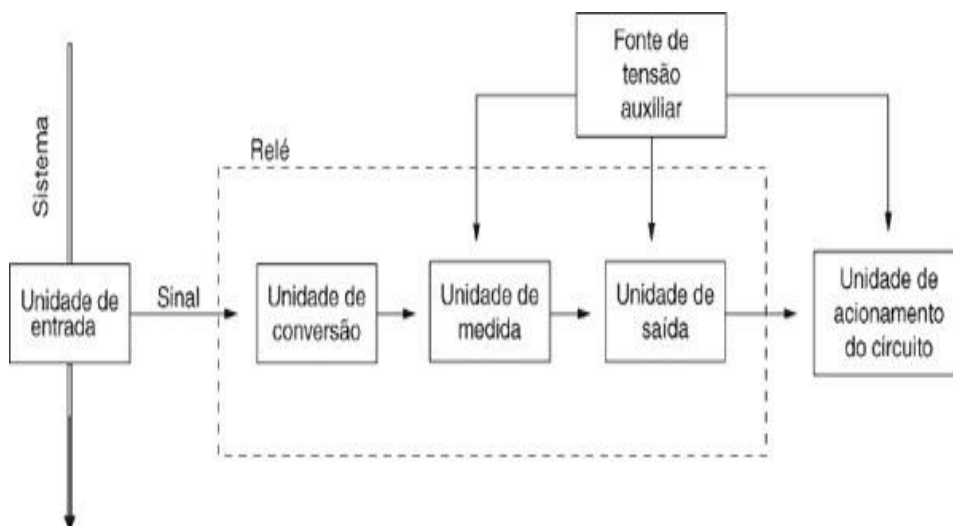


figura 11 - Estrutura de funcionamento de um sistema de proteção Fonte: Filho,2013

a) Unidade de entrada

Entende-se como o conjunto de equipamentos que recebem em primeira, informações de distúrbios do sistema elétrico, como por exemplo: transformadores de corrente e de potencial.

Os sinais recebidos na unidade de entrada são enviados à unidade de conversão do relé de proteção. [9]

b) Unidade de conversão do sinal

É a parte interna dos relés que recebe sinais de entrada dos TC's e TP's e os modula na medida de funcionamento dos relés.

Na proteção por relés primários não há unidade de conversão, já que a corrente e/ou a tensão da rede são aplicadas diretamente sobre a unidade de disparo do disjuntor. [9]

c) Unidade de medida

Ao receber os sinais da unidade de conversão, a unidade de medida compara as suas características (módulos da corrente e tensão, ângulo de fase, frequência etc.) com os valores que foram previamente ajustados nela e tidos como referência de operação. [9]

d) Fonte de tensão auxiliar

Serve para alimentar em energia eléctrica as unidades de medida para processar as informações e à unidade de saída. Também fornece energia à unidade de acionamento, às vezes constituída por uma pequena bobina que aciona um contacto auxiliar. geralmente a fonte auxiliar é constituída por bateria ou um circuito interno que converte a corrente que chega da unidade de entrada numa pequena tensão.[9]

e) Unidade de saída

Pode ser constituída por uma bobina que aciona um contacto auxiliar ou por uma chave semicondutora.[9]

f) Unidade de acionamento

Normalmente é constituída por uma bobina de grossas espiras montada no corpo do elemento de desconexão do sistema, que pode ser um disjuntor ou um interruptor. A unidade de acionamento é característica dos sistemas de proteção com relés secundários. [9]

Na figura 9 apresenta-se uma estrutura detalhada de funcionamento de um sistema de proteção.

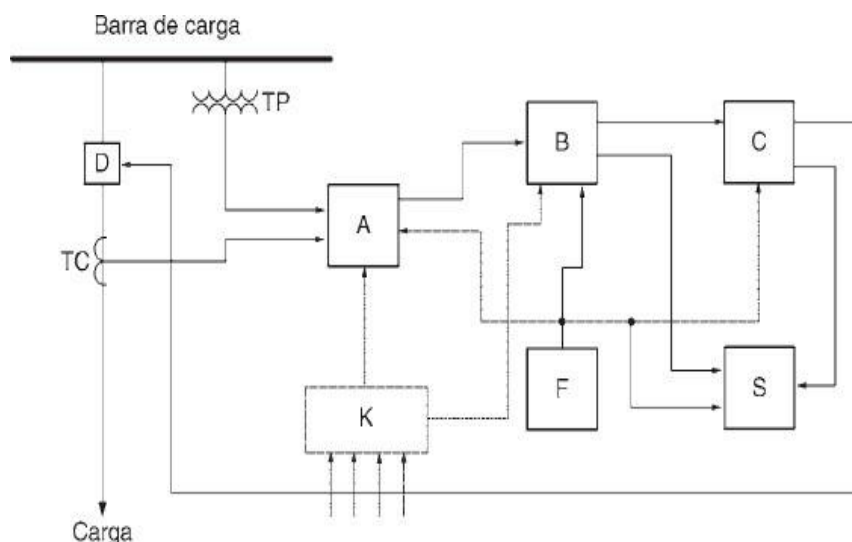


figura 12 - estrutura detalhada de funcionamento de um sistema de proteção Fonte: Filho,2013

Onde:

A – elemento de avaliação das medições de corrente e tensão.

B – elemento lógico da estrutura de proteção; recebe as informações do elemento de avaliação, procede à comparação com os valores ajustados.

C – elemento que modula o sinal de disparo do interruptor ou disjuntor.

F – fonte auxiliar de corrente que alimenta os diversos elementos envolvidos na proteção.

S – elemento de sinalização das operações realizadas na estrutura básica de proteção.

K – elemento responsável pela recepção de sinais de comando originados ou não de outros pontos distantes da parte do sistema sob proteção; pode ser a própria régua de borne dos condutores dos circuitos de proteção. [9]

2.4. FALTA OU DEFEITO

Uma falta modifica as tensões e correntes próprias do órgão considerado, assim sendo as grandezas atuantes sobre os relés deverão ser ligados obrigatoriamente a aquelas alterações.

Define-se defeito ou falta como erro acidental, tendo como referência as condições normais de operação, como por exemplo um curto-circuito ou conductor interrompido.

Como consequência direta das referidas faltas são obtidos valores de corrente extremamente elevados, capazes de provocar danos à instalação se não houver

correta interferência do sistema de proteção. Os curtos-circuitos podem se dar entre as três fases, entre duas fases quaisquer, compreendendo ou não a terra, e entre uma fase qualquer e a terra. [4][9]

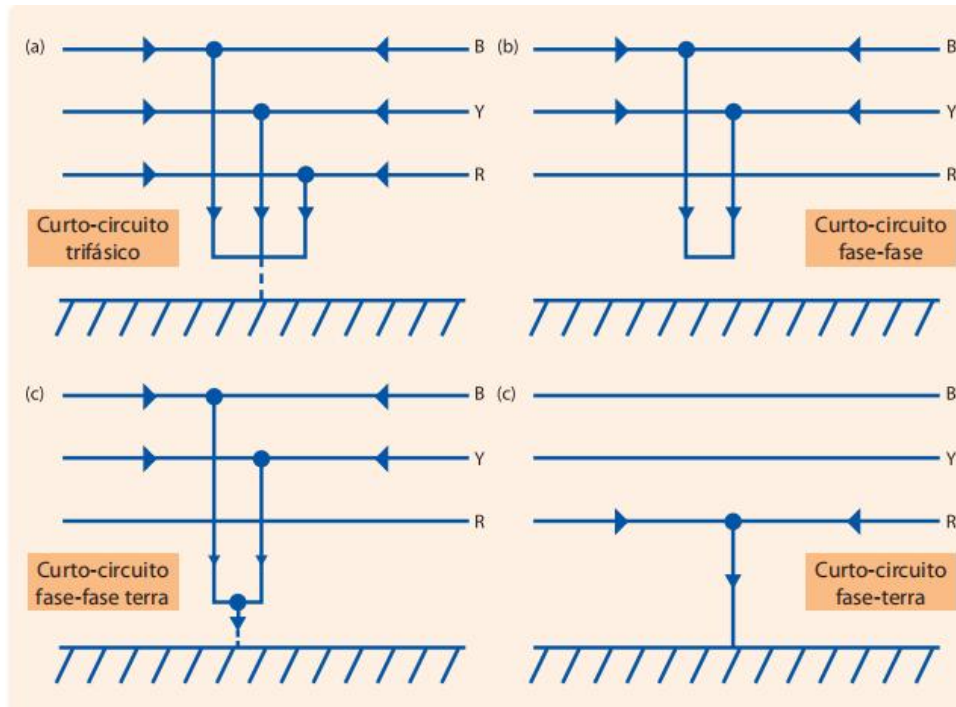


figura 13 - ilustração de tipos de curto circuitos Fonte: Bolotinha, 2018

2.5. RELÉ

Segundo *caminha, 1977* os relés constituem a mais poderosa ferramenta do engenheiro de proteção.

Relé é um dispositivo cuja função é detetar nas linhas ou aparelhos faltosos, perigosas ou indesejáveis condições do sistema, e iniciar convenientes manobras de chaveamento ou dar aviso adequado.

2.5.1. CARACTERÍSTICAS DOS RELÉS DE PROTEÇÃO

Quando se trata de proteção por meio de relés algumas definições tornam-se indispensáveis para a devida compreensão global do assunto, tais como:

- **Corrente nominal:** é a magnitude da corrente secundária que pode circular permanentemente no relé;
- **Corrente de ajuste:** é o valor da corrente ajustada no relé, que acima da qual o relé atua;
- **Corrente de acionamento:** é o valor da corrente que faz com que o relé de proteção actue;
- **Corrente máxima admissível:** é o valor máximo da corrente que pode suportar os componentes do relé, tais como bobinas, contactos, elementos eletrónicos etc., durante um tempo especificado.
- **Consumo:** é o valor da energia solicitada pelo relé aos equipamentos de medida aos quais está conectado, durante o seu funcionamento.
- **Potência nominal:** é o valor da potência que é requerida pelo relé e fornecida pelos transformadores de potencial e de corrente.
- **Tensão nominal:** é o valor da tensão para o qual foi isolado o dispositivo.
- **Tensão de serviço:** é a tensão do sistema ao qual o relé está conectado.
- **Tensão máxima admissível:** é o valor da tensão máxima a que pode ficar submetido o relé em operação.
- **Temporização:** é o valor do tempo, normalmente em segundos, ajustado no relé, para o qual o mesmo atuará. [9]

2.5.2. DESEMPENHO DOS RELÉS DE PROTEÇÃO

O desempenho dos relés é descrito de acordo com as suas características funcionais tais como a sensibilidade, seletividade, velocidade e confiabilidade.

1. Velocidade ou rapidez de acção - visa diminuir a extensão do dano (proporcional a RI^2t) depois da ocorrência de um curto circuito, assegurar a manutenção de condições normais de operação nas partes sadias do sistema, diminuir o tempo total de paralisação dos consumidores de energia.

Os relés rápidos devem ser associados a disjuntores rápidos.[4]

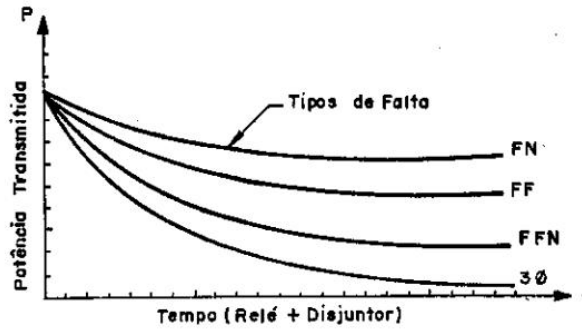


gráfico 2 - Relação potencia transmitida e velocidade do conjunto relé-disjuntor Fonte:caminha,1977

2. Sensibilidade - é a capacidade da proteção responder às anomalias nas condições de operação, e aos curto-circuitos para os quais foi projetada. Calculada pelo factor

$$K = I_{cc \min} / I_{pp'} \quad (6).$$

Usualmente estabelece-se o valor de $K \geq 1.5$ a 2. [4]

Onde:

$I_{cc \min}$ = é calculada para um curto-circuito franco no extremo mais afastado da secção da linha e sob condições de geração mínima.

$I_{pp'}$ = é a corrente primaria de actuação da proteção (valor mínimo da corrente de accionamento exigida pelo fabricante do relé)

3. Confiabilidade - é a probabilidade de um equipamento, um componente ou um sistema satisfazer a função prevista, sob certas condições. [4]

4. Selectividade - a propriedade da proteção que faz reconhecer e seleccionar entre varias condições a que uma imediata operação é necessária e as que nenhuma operação ou retardo é requerido. [4]

segundo Caminha,1977, para uma proteção adequada existem dois princípios que devem ser considerados:

- I. A proteção só deve atuar se existir defeito na sua zona de actuação;
- II. Se existe defeito nessa zona a proteção deve actuar para o defeito que se espera, considerando a forma, intensidade e localização do defeito.

Do mesmo modo a proteção por relé tem duas funções:

- **Função principal** - operar de modo a retirar de serviço e de forma rápida o elemento do sistema quando este sofre um curto circuito, quando opera de forma

anormal que possa interferir no correto funcionamento todo o sistema ou provocar danos.

O relé é um elemento detector-comparador e analisador de defeitos e é auxiliado pelo disjuntor (com a função de interruptor) conforme a imagem da figura 11

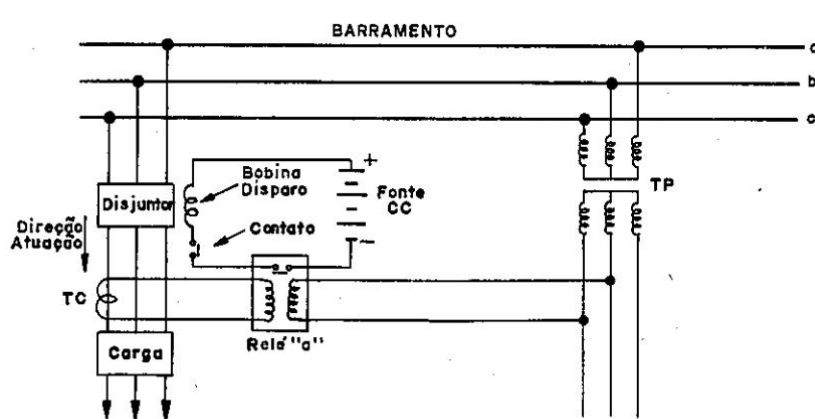


figura 14 - Conjunto relé disjuntor Fonte:caminha,1977

➤ **Função secundária** - promover a indicação da localização e tipo de defeito, com o objectivo de promover a análise adequada da proteção adotada, bem como a rápida reparação. [4]

Tipos principais de relés

Para Caminha,1977, dos variados tipos de relés existentes, pode-se dividir em um reduzido numero de classificações:

- **Quanto às grandezas físicas a de actuação:** Eléctricas, mecânicas, térmicas, etc;
- **Quanto a grandezas a que respondem:** corrente, Tensão, potência,frequência, etc;
- **Quanto à construção:** eletromecânicos (indução), mecânicos (centrífogos), eletrónicos (fotoeléctricos), estáticos (efeito Hall), etc;
- **Quanto à função:** sub e subrecorrente, tensão ou potência, direcional de corrente ou potencia, diferencial, distância, etc;
- **Quanto a forma de conexão do elemento sensor:** directo no circuito primário ou através do reductor de medida;
- **Quanto ao tipo de fonte para actuação do elemento de controle:** corrente alternada ou continua;
- **Quanto ao grau de importância:** principal ou intermediário (auxiliar);

- **Quanto ao posicionamento dos contactos:** normalmente aberto ou fechado.

2.5.3. RELÉ DE SOBRETENSÃO

Quando a tensão ajustada no relé de sobretensão é extrapolada, ele opera comutando os seus contactos. Esta função é denominada pela IEC função 59.

O torque do relé de sobretensão é dado por: [11]

$$\tau_{\text{torque}} = KV^2 - K_{\text{mola}} \quad (7) [7]$$

Onde: V - é a tensão da bobina magnetizante do relé.

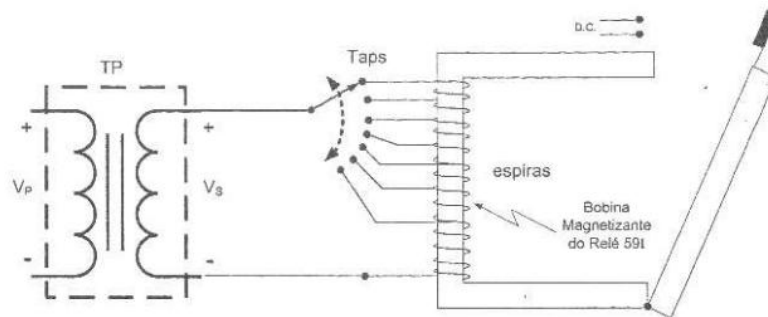


figura 15 - Relé de sobretensão não temporizado (59I) Fonte:Kinderman,2005

Os relés temporizados (59T) e não temporizados (59I) tem taps para possibilitar a escolha da tensão para o sistema eléctrico em estudo.[11]

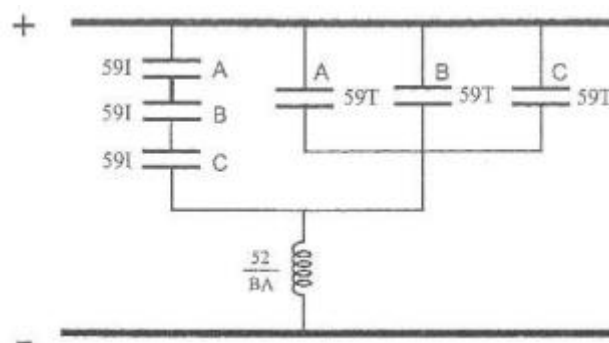


figura 16 - Proteção de sobretensão - esquema funcional de relés temporizados e instantâneos Fonte: Kinderman,2005

Conforme se pode notar no esquema a proteção (através da ordem de disparo ao disjuntor) não temporizada só acontece se a sobretensão acontece nas três fases

enquanto que a proteção temporizada acontece quando há sobretensão em qualquer fase.

Actualmente são utilizados relés de proteção multifunção, onde a função 51 vem incorporada.[11]



figura 17 - Relé de proteção digital multifunção [catalogo ABB]

Para relés eletromecânicos apresenta-se a equação de relação entre a tensão de actuação (pick-up) e desoperação (drop-out).

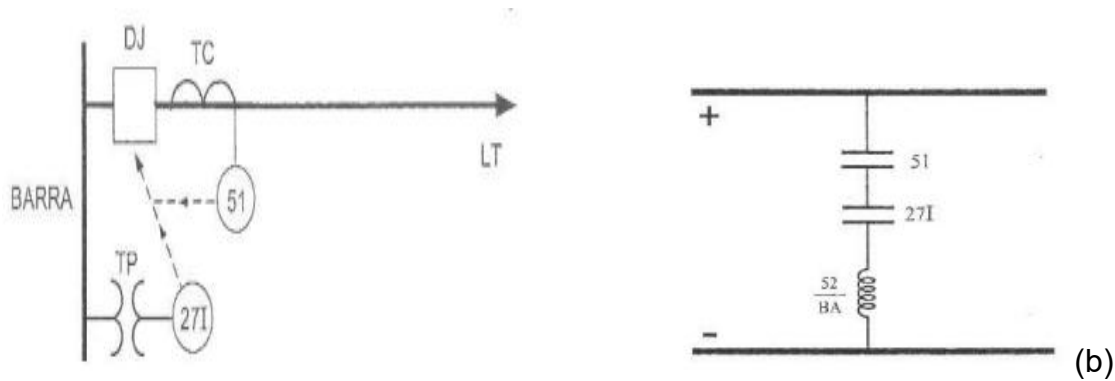
$$REL_{\frac{\text{pick-up}}{\text{drop-out}}} = \frac{\text{tensão de actuação}}{\text{tensão de desactuação}} \times 100 \quad (8)$$

este valor é sempre superior a 100%. [11]

2.5.4. RELÉS DE SUBTENSÃO

O relé de sub tensão, usa a função 27 da EIC, sua operação acontece quando reduz o valor da tensão abaixo do valor pré-ajustado. As características e esquemas são os mesmos para relé de sobretensão. Sua actuação acontece por desoperação (drop-out) da alavanca.

O relé de subtensão (27) é usado em várias situações combinado com outros tipos, por exemplo com o de sobrecorrente (51), neste caso o disjuntor receberá disparo se os dois relés actuarem.[11]



(a)

figura 18 - Diagrama unifilar (a) e esquema DC da proteção(b) de sobrecorrente com supervisão do relé de subtensão. Fonte: Kinderman,2005

A corrente de actuação do relé de sobrecorrente eletromecânico depende do tap escolhido e varia de acordo com a tensão eléctrica após a actuação do relé 27 é dada por:

$$I_{ajuste\ 50\ ou\ 51} = TAP_{50\ ou\ 51} \times f(V_{27}) \quad (9) [11]$$

Para o relé digital a corrente de ajuste varia de acordo com a expressão:

$$I_{ajuste\ 50\ ou\ 51} = I_{ajustado\ no\ 50\ ou\ 51} \times f(V_{27}) \quad (10) [11]$$

Onde:

$f(V_{27})$ - é uma função que varia de acordo com a a tensão sobre o relé 27.

2.5.5. RELÉ DIFERENCIAL

o relé diferencial baseia-se na comparação da corrente de entrada e saída do elemento protegido, isto da primeira lei de kirchhoff.

O relé diferencial é denotado pela função 87, havendo varias possibilidades de conexão.[11]



figura 19 - Princípio de proteção diferencial Fonte: adaptado de kinderman,2005

Assim se aplica a primeira lei de kirchhoff para a proteção diferencial

$$I_{entrada} = I_{saida} + I_{relé} \text{ assim sendo a corrente do relé } I_{relé} = I_{entrada} - I_{saida}$$

$$(11)[11]$$

Assim a proteção actua se a diferença de corrente de entrada e saída for maior que a corrente de ajuste: $I_{ajuste \text{ do relé}} < I_{entrada} - I_{saida}$ (12)

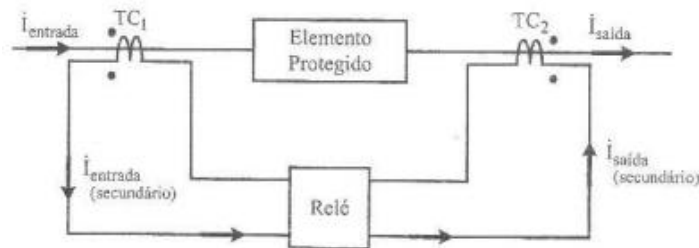


figura 20 - Proteção diferencial Fonte: kinderman,2005

Os dados para comparação de correntes eléctricas são colhidos através de TC's. a proteção diferencial é amplamente aplicada na proteção de:

- cabos subterrâneos;
- transformadores de potência;
- maquinas síncronas;
- barras;
- cubículos metálicos;
- Linhas de transmissão curtas. [11]

2.5.6. RELÉS QUE COMPÕEM A PROTEÇÃO DE ALIMENTADORES

entende-se por alimentador um circuito trifásico de média tensão, de linhas aéreas ou subterrâneas. [Araújo,1947]

A proteção dos alimentadores é feita por relés de sobrecorrente, podendo ser com:

- **Unidade Instantânea** - é classificada como função 50, ajustado para valores altos da corrente de curto circuito e com actuação rápida, sendo classificados como (50 (A, B ou C) para fases e 50N para neutro.

- **Unidade temporizada** - é da função 51 que é ajustada para valores menores de corrente de curto circuito, sendo que 51(A, B, C) para fases e 51N para o neutro. [1]

2.5.7. DIAGRAMAS DE LIGAÇÃO DE TC'S AOS RELÉS

Na figura 18 apresenta-se a ligação de TC's aos relés de sobrecorrente de unidade instantânea e temporizada. Sendo três relés de fase e um de neutro.

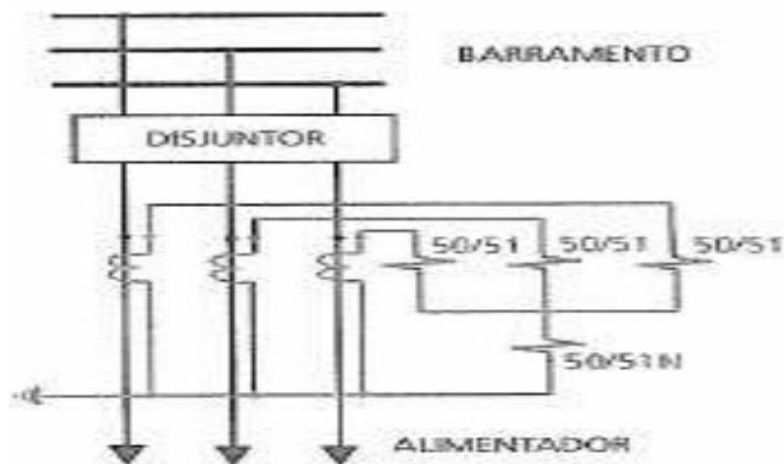


figura 21 - Diagrama de ligação de três relés de fase e de neutro. Fonte: kinderman,2005

A proteção de alimentadores trifásicos pode ser feita também recorrendo a dois relés de fase e um de neutro como se mostra na figura19

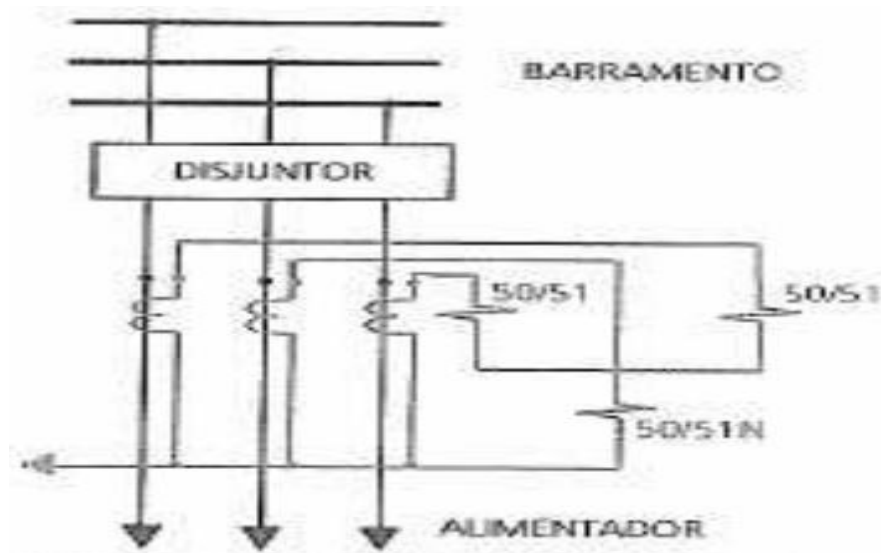


figura 22 - Diagrama de ligação de dois relés de fase e de neutro. Fonte: Araújo, 1947

2.5.8. ESQUEMA DE COMANDO DO RELÉ E DO DISJUNTOR

Mostra-se na figura o esquema de ligação do relé de sobrecorrente. Pode-se notar que dependendo do valor da corrente no secundário do transformador de corrente, as bobinas dos elementos instantâneos e/ ou temporizados irão fechar seus contactos, dando continuidade ao circuito de corrente contínua para energizar a bobina de abertura do disjuntor. [1]

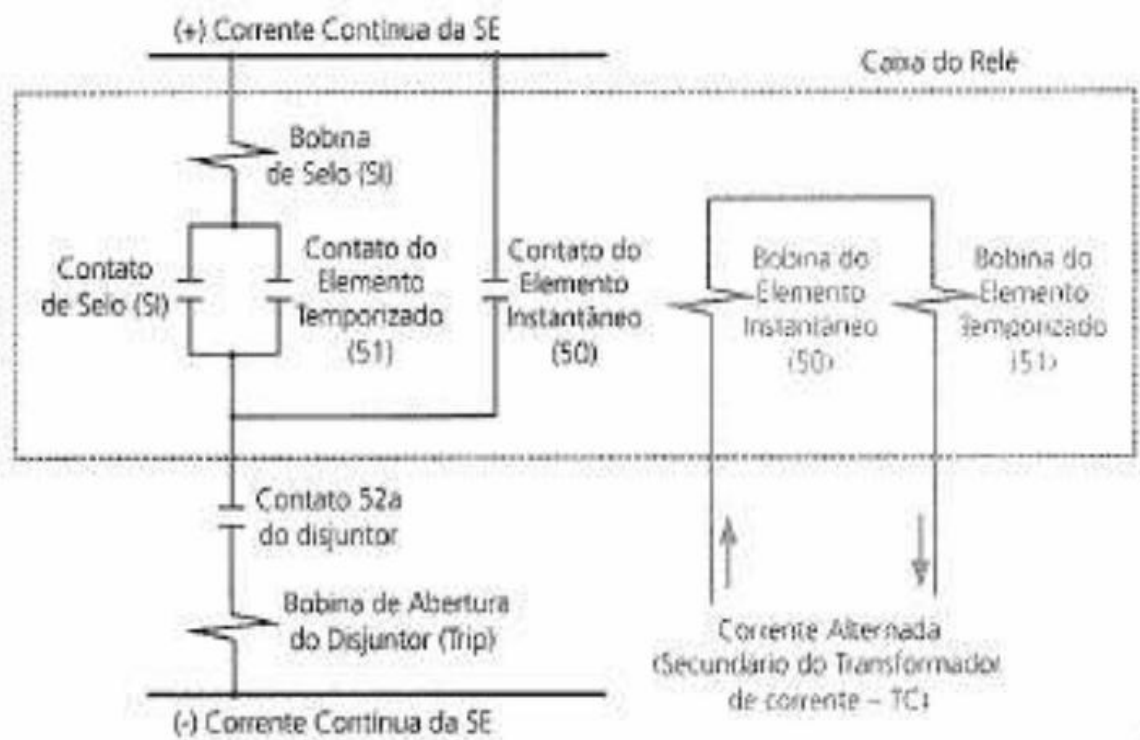


figura 23 - esquema de ligação do relé de sobrecorrente Fonte: Araújo, 1947

2.5.8.1. CIRCUITO DE ABERTURA DO DISJUNTOR

O circuito de abertura do disjuntor é composto também de contactos auxiliares, além de lâmpadas de indicação de operação do disjuntor (verde significa que está aberto e vermelho significa que está fechado).

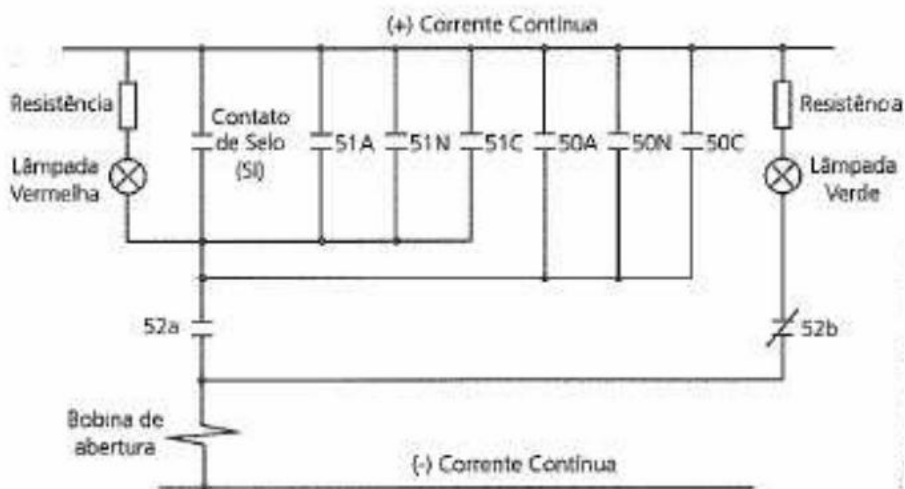


figura 24 - Esquema de ligação dos contactos do circuito de abertura do disjuntor Fonte: Araújo, 1947

Das figuras apresentadas acima referentes ao esquema de comando do relé e disjuntor
Pode-se dizer:

- **Contacto 52a** - este contacto fica aberto quando o disjuntor está aberto e fechado se o disjuntor estiver fechado.
- **Contacto 52b** - o contacto com esta designação abre quando o disjuntor fecha e fecha quando o disjuntor abre;
- **Bobina de selo** - mantém a continuidade do circuito de disparo pelo elemento temporizado para a bobina de abertura do disjuntor.[1]

2.6. RELIGADORES, SECCIONALIZADORES E FUSÍVEIS

Os equipamentos que serão descritos abaixo, são utilizados em linhas extensas com a finalidade de isolar o menor trecho possível de ocorrência de defeito.

- **Religador** - diferente de relé religador, possui características semelhantes aos dos disjuntores, mas com menor capacidade de abertura de corrente e menor robustez;
- **Seccionalizador** - possui um sistema de bobina associado a um pistão imerso em óleo, e não pode ser aberto em carga. É acionado quando há sobrecorrente e falta de tensão em sequência.
- **Fusível** - colocado geralmente no final da linha. O fusível é um elemento de operação rápida e deve estar coordenado com outras proteções. [1]

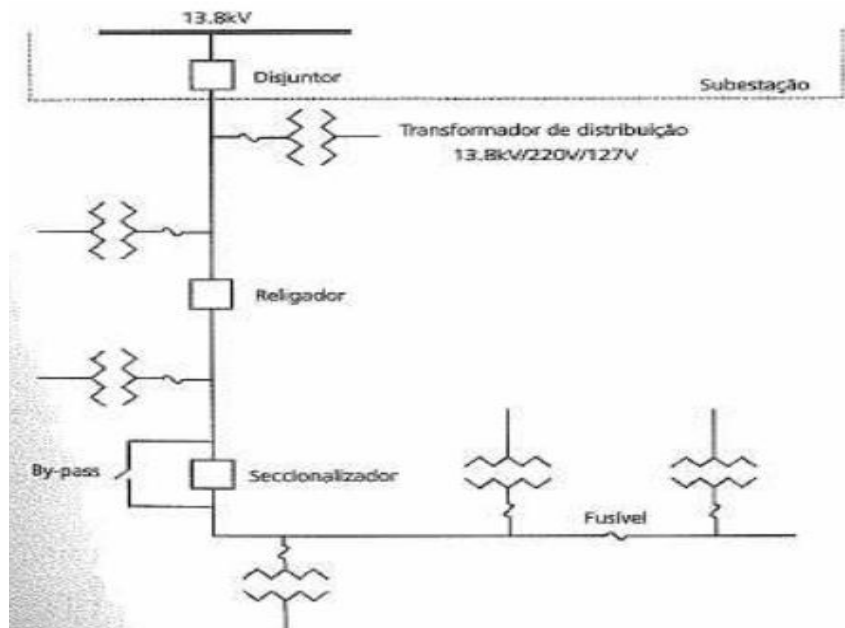


figura 25 - Esquema de proteção com fusíveis, religadores e Seccionalizadores [Araújo,1947]

2.7. ZONAS DE PROTEÇÃO

A proteção de primeira defesa é feita através da proteção principal, além desta, é preciso que haja outra proteção (dependendo da importância e porte do sistema a proteger) alternativa local através de proteção em redundância ou remota por meio de proteção de retaguarda.

portanto a proteção primária constitui a primeira linha de defesa, caso esta falhe, a proteção alternativa opera, constituindo assim a segunda linha de defesa dos sistemas eléctricos, além das duas proteções referidas assume-se também proteção auxiliar que tem função de multiplicar contactos, sinalização e temporização.

A proteção principal e alternativa é feita cobrindo trechos de linhas ou equipamentos do sistema cuja cobertura é denominada zona de actuação ou zona de seletividade da proteção [11][3]

A proteção primária deve ser feita considerando:

- A) Que haja sobreposição das zonas de actuação dos reles das proteções de primeira linha;
- B) Cada disjuntor esteja dentro de pelo menos duas zonas de proteção principal;

C) Sempre em cada elemento ou conjunto de equipamentos deve existir pelo menos um disjuntor.

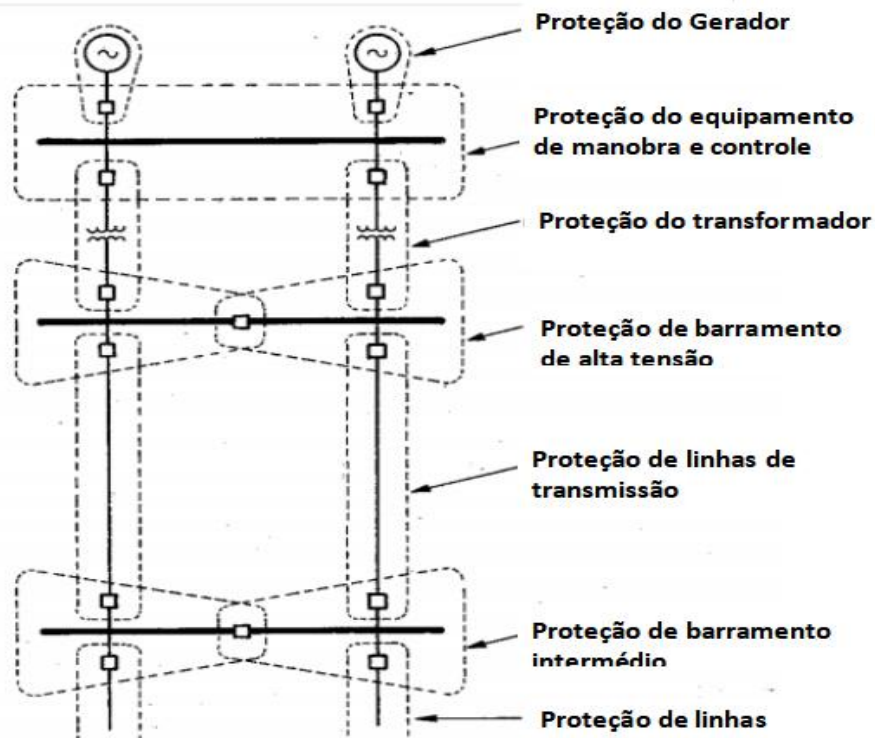


figura 26 - Zonas de proteção Fonte: Kinderman,2005 e Westinghouse Electric corporation pg4

Quando ocorre um defeito dentro de uma determinada zona de proteção, os relés de proteção primária dessa zona dão ordem de disparo a todos disjuntores da determinada zona, do mesmo modo que são desligados os disjuntores das zonas em sobreposição. Este esquema funciona com a desvantagem de desligar elementos não defeituosos, a pesar de a probabilidade da tal ocorrência seja mínima. [11]

2.8. RELÉS DIGITAIS

A tendência de industria é de cada vez mais tornar-se digital, sendo cada vez mais aceites os relés digitais para proteção de sistemas eléctricos.

Os relés digitais são compostos por circuitos eletrónicos com chips de alta velocidade de processamento, programados para processar informações dos transformadores de medida. Os comandos são efectuados através de contactos externos, cuja sua posição é decidida pelo processo de avaliação microprocessador do relé.

Seus ajustes são efetuados ou no frontal do relé por teclas através de instruções específicas ou através de um microcomputador conectado ao relé por meio de uma comunicação serial RS 232.

Os relés não apresentam tamanhos padronizados sendo possível operar no mesmo sistema com relés de fabricantes diferentes, ou com tecnologia diferente, sendo que revolucionaram os esquemas de proteção, oferecendo vantagens impossíveis de serem obtidas dos seus antecessores. Além das funções de proteção propriamente ditas, os relés digitais realizam funções de comunicação, medidas elétricas, controle, sinalização remota, acesso remoto etc. [11],



figura 27 - relé de proteção digital circuito da televisão de moçambique no PS 14 [FONTE: AUTOR]

os relés digitais, pelo facto de operarem segundo uma programação inteligente e poderosa, podem processar digitalmente valores medidos do sistema, tais como tensão, corrente, frequência etc., e de realizar operações lógicas e aritméticas. Além de exercer as funções dos seus antecessores tecnológicos, apresentam as seguintes vantagens:

- Pequeno consumo de energia, reduzindo a capacidade dos transformadores de corrente;
- Elevada confiabilidade devido à função de auto-supervisão;
- Diagnóstico de falha por meio de armazenamento de dados de falha;

- Possibilidade de se comunicarem com um sistema supervisor, por meio de uma interface serial;
- Possibilidade de serem ajustados à distância;
- Durante os procedimentos de alteração nos ajustes, mantêm a proteção do sistema elétrico ao nível dos ajustes existentes;
- Elevada precisão devido à tecnologia digital;
- Amplas faixas de ajuste com vários degraus;
- ajuste dos parâmetros guiado por uma interface amigável;
- Indicação dos valores de medição e dos dados de falha por meio de display alfanumérico;
- Segurança operacional com a possibilidade de estabelecer uma senha do responsável pelo seu ajuste. [11]

os sinais analógicos de entrada são isolados eletricamente pelos transformadores de entrada dos relés, são filtrados analogicamente e processados pelos conversores analógicos/digitais.

Os relés digitais são dotados dos seguintes elementos de indicação e operação: [7][11]

- a) **mostrador alfanumérico** - mostra valores de medição e de ajuste, dados armazenados na memória de massa e as mensagens transmite.
- b) **Teclas** - utilizadas para ativar os parâmetros de medida a serem indicados e alterar o armazenamento dos mesmos.

Os relés digitais são caracterizados por três tipos de funções:

- I. **Funções de proteção** - São aquelas que monitoram faltas. São dotadas de larga faixa de medição, atuando em valores que podem atingir 20 vezes a grandeza nominal.
- II. **Funções de medição** - fazem supervisão das medidas elétricas do sistema elétrico. Algumas medições são registadas diretamente pelo relé, tais como tensão e corrente, enquanto outras são obtidas através de cálculos numéricos, tais como potência e fator de potência.
- III. **Funções preditivas** - realizam medições cumulativas de determinadas grandezas, tais como a duração do tempo de apuração, o número de operações de um disjuntor etc.

2.8.1. PROCESSAMENTO DE INFORMAÇÃO

No estudo dos relés digitais, faz-se importante descrever as etapas de processamento das informações recebidas por através dos terminais de entrada, bem como os sinais enviados aos equipamentos de manobra e sinalização. O resultado desse processamento deve ser comparado com valores pré-ajustados. [11]

2.8.2. INTERFACE DO RELÉ COM O SISTEMA

Existem duas maneiras de o relé interagir com o sistema eléctrico, que são descritos:

- I. **Condicionamento dos sinais** - tem a ver com a interface entre o ambiente eléctrico e electrónico do relé isolando-os galvanicamente a fim de evitar que grandezas do sistema eléctrico (normalmente de valor elevado), causem danos aos circuitos muito sensíveis do relé digital que operam com valores típicos de ± 5 a ± 15 V. O isolamento galvânico, é exercido nos relés digitais pelos transformadores de corrente e de potencial.
- II. **Conversão dos sinais analógicos para digitais** - os sinais analógicos recebidos devem ser transformados em discretos. Os relés contêm vários canais de entradas, que alimentam no final o conversor analógico/digital, A/D (realiza a conversão analógica da grandeza eléctrica numa sequência numérica que é enviada aos microprocessadores). [11]

2.8.2.1. MICROPROCESSADORES

São elementos do relé que recebem os sinais digitais do conversor, sinais gerados pelos contactos secos de chaves, contactores etc. e executam as funções de medição, proteção, controle etc.

Os microprocessadores também exercem a função de autossupervisão e comunicação serial. São operados por programas dedicados denominados algoritmos, responsáveis pela elaboração dos cálculos. [11][3]

2.8.2.2. MEMÓRIA

Os relés são compostos por um ou mais tipos de memória:

Memória de acesso aleatório (RAM) - do inglês *Random Access Memory*, esta memória armazena dados variáveis e temporários como: correntes de actuação, alarmes, etc. [11]

Memória de leitura (ROM) (*Read Only Memory*) - na qual é armazenado um conjunto de informações do fabricante do relé. Esse tipo de memória só é usada para operação de leitura. [11]

2.8.2.3. ENTRADAS E SAÍDAS SERIAIS

São componentes do relé que enviam e recebem informações digitais, tais como mensagens operacionais, estado de operação do disjuntor etc.

Nos relé geralmente emprega-se entradas/saídas digitais do tipo RS 232 e RS 485. [11][3]

2.8.2.4. FONTE DE ALIMENTAÇÃO

Os circuitos internos dos relés digitais são alimentados por circuitos de corrente contínua de banco de baterias carregas por retificadores, geralmente na faixa dos 24 – 48 – 125 – 220 V. A tolerância de variação da tensão auxiliar está compreendida entre 10 e 20%..[11][3]

2.8.2.5. AUTO-SUPERVISÃO

os relés digitais são monitorados constantemente por um software dedicado que informa o estado dos diversos componentes que integram a unidade, ou seja, fonte de alimentação, processador, memórias etc.[11][3]

2.8.2.6. INTERFACE HOMEM-MÁQUINA

Usualmente, o relé possui um microcomputador de modo a permitir a comunicação do dispositivo com o homem. A comunicação visa introduzir e alterar os ajustes dos relés, acessar informações armazenadas e carregar tais informações. [11][3]

2.8.2.7. RELATÓRIO DE FALHAS

Os relés são dotados de memória para armazenamento de eventos sobre defeitos ocorridos no sistema elétrico que protege. [11][3]

2.8.3. FUNÇÕES DE PROTEÇÃO DOS RELÉS

Para cada função de proteção existe código numérico que indica o tipo de proteção a que se destina um determinado relé. Um relé pode ser fabricado para actuar na ocorrência de apenas um evento (relé monofunção) ou para actuar na ocorrência de vários eventos (relé multifunção). Para universalizar e padronizar a codificação das funções a ANSI / IEEE C 37.2 elaborou uma tabela com a descrição da função de

proteção e do código numérico correspondente bem como Nomenclatura complementar das funções de proteção e manobra [11]

2.9. SISTEMA SCADA

Com o desenvolvimento da indústria, da necessidade de supervisão e manobra de equipamento distantes, de algumas vezes em locais de difícil acesso, criou-se o sistema de controle e aquisição de dados (SCADA) que é tradução do correspondente em inglês supervisory control and data acquisition. [1]

Os sistemas SCADA coletam dados em tempo real de locais remotos para controlar equipamentos e condições. Eles são amplamente usados em indústrias diversas, ao exemplo de geração de energia, transporte e distribuição de energia, tratamento de água, petróleo e gás, etc.

O sistema SCADA é composto por um software de supervisão e um conjunto de dispositivos que disponibilizam dados para supervisão e comando pelo sistema, de mesma forma que recebem comandos do sistema supervisorio. [15]

A aquisição de dados é feita por meio de IEDs (intelligent electronic devices), que podem ser: relés de proteção, controladores lógicos programáveis (PLC), controladores, indicadores de operação, medidores de carga, etc. [8]

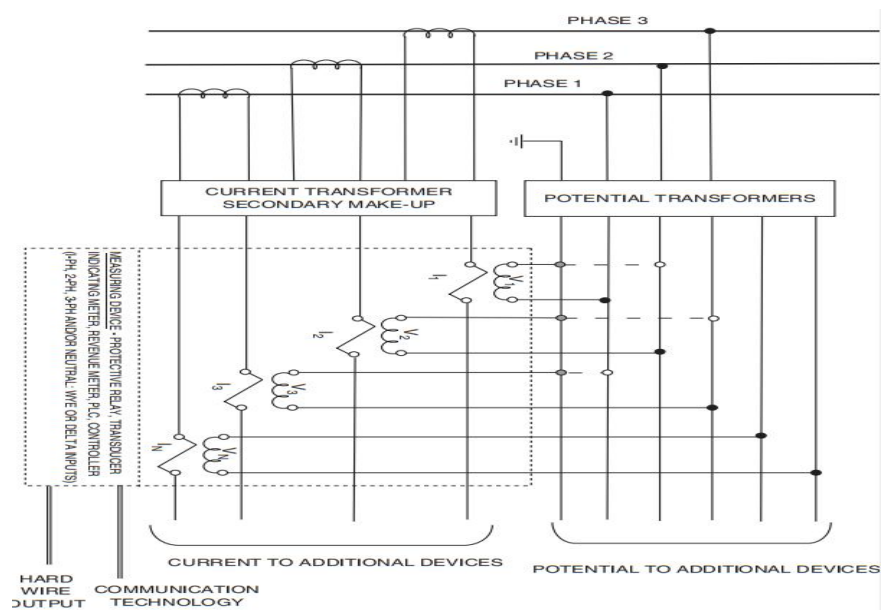


figura 28 - diagrama exemplo de integração de IEDs Fonte: Donald, 2006

Os IEDs podem ser de proteção, controle, de medição e de aquisição de dados UAC[17]

Os IEDs possuem módulos de entrada e módulo de saídas de dados (digitais e analógicos). As entradas são conectados aos elementos sensores como por exemplo transformadores de corrente e de potencial, enquanto que as saídas são conectados à interface com o software supervisor SCADA.[8]

O sistema SCADA faz o armazenamento e o processamento de dados fornecidos pelos IEDs e a posterior disponibilização visual destas informações, possibilitando a operação dos sistemas.

A interface entre os IEDs e o software é feitas pelos elementos de rede que podem ser switches ethernet, conversores seriais, etc.[17]

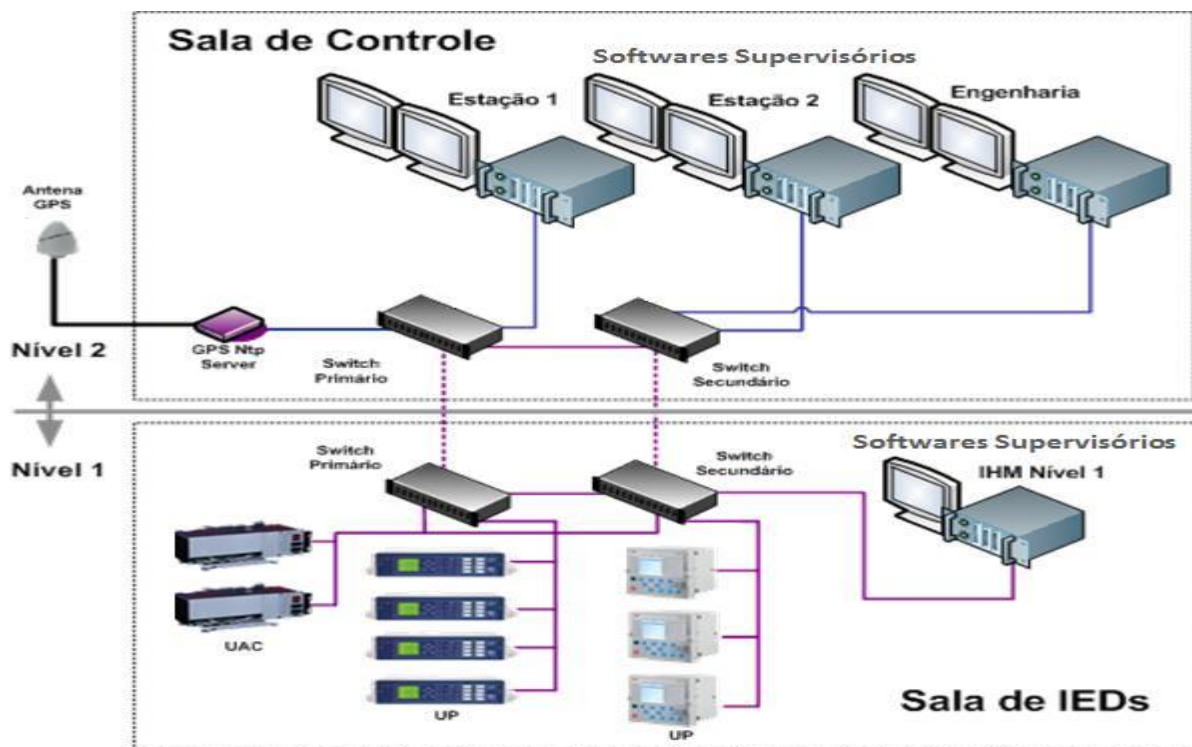


figura 29 - meios físicos do sistema de aquisição e supervisão de dados Fonte:

<https://www.researchgate.net/>

2.9.1. O SOFTWARE SCADA

O software Scada coleta dados dos dispositivos de aquisição, processa-os e os apresenta ao operador em diversas telas ao exemplo de tela de diagrama unifilar de rede, diagrama de serviços auxiliares, tela de eventos, tela de alarme. A tela do diagrama unifilar apresenta além do próprio diagrama, a posição de todos seccionadores, disjuntores e os demais equipamentos do sistema, permitindo enviar comandos de fechamento e abertura. Telas de alarme mostram as condições anómalas do sistema controlado, que podem vir de pontos digitais, ou de valores de pontos analógicos ultrapassando uma faixa ou condição pré-estabelecida, sendo possível programar a gravação de registos no Bancos de Dados, ativação de som, mensagem, mudança de cores, etc. [16]

2.9.2. COMUNICAÇÃO SOFTWARE SCADA E IEDS

A comunicação entre software SCADA e IEDs é vital para o gestão eficiente de processos industriais e redes de distribuição de energia. A comunicação permite a coleta de dados em tempo real, controle remoto e supervisão de sistemas críticos. [8][16]

2.9.2.1. PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO

Para a integração de dispositivos de fabricantes diferentes usam-se protocolos de comunicação, sendo que para sistemas eléctricos existe um padrão imposto pela norma IEC 61850

- **IEC 61850** - É um padrão internacional para a automação de subestações elétricas e outras instalações de energia. Oferece uma comunicação estruturada e orientada a objetos entre dispositivos inteligentes.
- **IEC 60870-5-104** - Padrão para tele-controle em redes de distribuição de energia, baseado em TCP/IP. Suporta comunicação remota e é amplamente utilizado na automação de redes elétricas.
- **Modbus** - Um protocolo de comunicação serial mestre/escravo amplamente utilizado em automação industrial. Tem a vantagem de ser simples e fácil de implementar. Modbus TCP/IP permite comunicação em redes Ethernet.
- **DNP3 (*Distributed Network Protocol* ou protocolo de rede distribuída)** - é um protocolo usado principalmente em sistemas de energia e automação de serviços públicos. [8][16]

2.9.2.2. REDE DE TELECOMUNICAÇÃO

A rede de telecomunicação funciona como elo conector entre todos os equipamentos dos subsistemas de proteção e de controle e supervisão, além de partilhar informações com outros centros de controle.

Existem três níveis de rede de telecomunicação: LAN (Local Area Network - rede de área local), MAN (*Metropolitan Area Network* - Rede de Área Metropolitana) e WAN (*Wide Area Network* - Rede de área alargada ou Rede de longa distância) [16]

- I. **A rede de área local** - é denominada local por cobrir apenas uma área limitada (10 km no máximo). As LAN's são utilizadas para conectar estações, servidores, periféricos, etc.,.
- II. **Rede de Área Metropolitana** - é uma rede de comunicação que abrange uma cidade.
- III. **Rede de longa distância** - também conhecida como Rede geograficamente distribuída, é uma rede de computadores que abrange uma grande área geográfica, com frequência um país ou continente.

3. CAPITULO III : APRESENTAÇÃO DA EMPRESA, ESTUDO DO CASO, ANALISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.

3.1. APRESENTAÇÃO DA EMPRESA ELETRICIDADE DE MOÇAMBIQUE

A eletricidade de Moçambique é uma empresa pública que se dedica na produção, transporte, distribuição e comercialização de energia eléctrica.

Foi fundada em 1977, portanto dois anos depois da independência do país.

a EDM desempenha um papel vital no desenvolvimento económico e social de Moçambique, buscando proporcionar um acesso confiável e sustentável à eletricidade.[19]

3.1.1. Missão

Produzir, transportar, distribuir e comercializar energia eléctrica de boa qualidade, de forma sustentável, para iluminar e potenciar a industrialização do país;

3.1.2. Visão

Transformar a EDM numa Utilidade Inteligente e Sustentável, que dá acesso à energia eléctrica de qualidade a cada moçambicano e exerce liderança no Mercado Regional;

3.1.3. Valores

Integridade, Transparência, Igualdade, Competitividade e Espírito de Equipa;

3.1.4. Lema

Iluminando a transformação de Moçambique;

3.1.5. Objectivos Estratégicos até 2030:

- Alcançar o acesso universal à energia eléctrica;
- Transformar Moçambique num polo regional de energia eléctrica; e
- Alcançar a igualdade do género [19]

3.1.6. Delegação kampfumo

A eletricidade de Moçambique está composta por vários pelouros e direções, onde enfatiza-se a direção regional da cidade de Maputo (DRCM) onde se encontra a delegação kampfumo, local do estágio do autor.

A delegação kampfumo é uma das unidades operacionais da Eletricidade de Moçambique (EDM), localizada na cidade de Maputo, dedica-se à distribuição e comercialização de energia eléctrica na região do distrito urbano de kampfumo, que corresponde o centro da cidade de Maputo e Catembe. Tem uma longa extensão de rede de média e baixa tensão predominantemente em cabo subterrâneo. [19][20]

3.2. CASO DE ESTUDO

O posto de seccionamento (PS) 14 da eletricidade de Moçambique é uma instalação eléctrica que abriga o equipamento de seccionamento e proteção, de cabos que alimentam parte dos postos de transformação dos bairros polana cimento C e a baixa da cidade de Maputo.

Um posto de seccionamento é uma instalação essencial dentro do sistema de distribuição de energia eléctrica, utilizada para controlar, proteger e seccionar partes da rede eléctrica. Estes postos são fundamentais para garantir a confiabilidade e segurança do fornecimento de energia, permitindo a realização de manutenções e a gestão eficiente de falhas na rede.

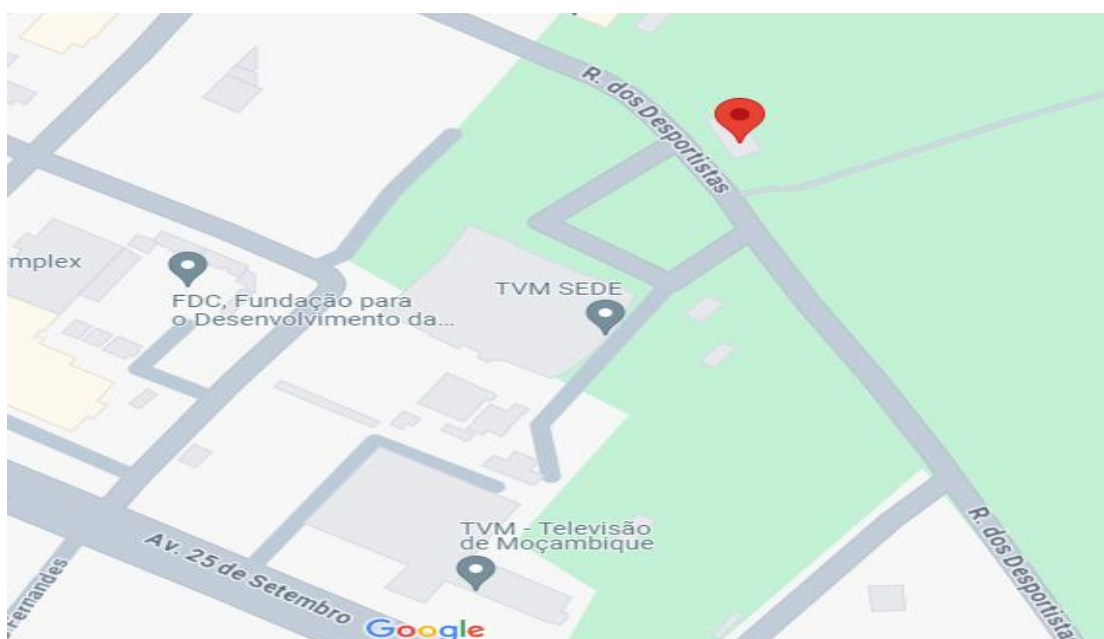


figura 30 - localização do posto de seccionamento 14 Fonte; Google Maps

seguintes Postos de transformação: do banco Bim, Jat, Vodacom, soterrado, 391, 308, 266, 129, times square, 300 - ISCTEM, 239 TVM e TVM 2.

Através deste projecto propõe-se estudar a implementação de tecnologias de vigilância e Manobras remota de rede eléctrica concretamente no circuito da televisão de Moçambique. Apresentado no anexo A1

3.2.2. UNIDADES PRINCIPAIS DO ANEL (RMU'S)

Para a escolha de unidade principal de anel deve-se ter em conta a tensão e a corrente nominal do circuito e a corrente de curto circuito sendo uma variável para a protecção do sistema.

A Electricidade de Moçambique estabelece uma potência de curto circuito de 300MVA e corrente de 31.5KA. [20]

As RMUs no terreno tem as especificações eléctricas descritas na tabela. Estas funções foram escolhidas com base nas características do circuito em alusão.

Tensão de serviço	11 kV
Corrente nominal	400 A
Corrente de curto circuito	31.5 kA

tabela 1 - especificações técnicas das RMUs. Fonte: EDM

sugere-se a instalação de RMUs motorizadas de modo a permitir comando remoto.

Para a implementação destas unidades, o mercado dispõe de unidades motorizadas cujas características são mostradas no anexo A 3.

As unidades em alusão dispõem de proteções à escolha do cliente. Um exemplo de esquema de protecção e motorização é apresentado na figura 32.

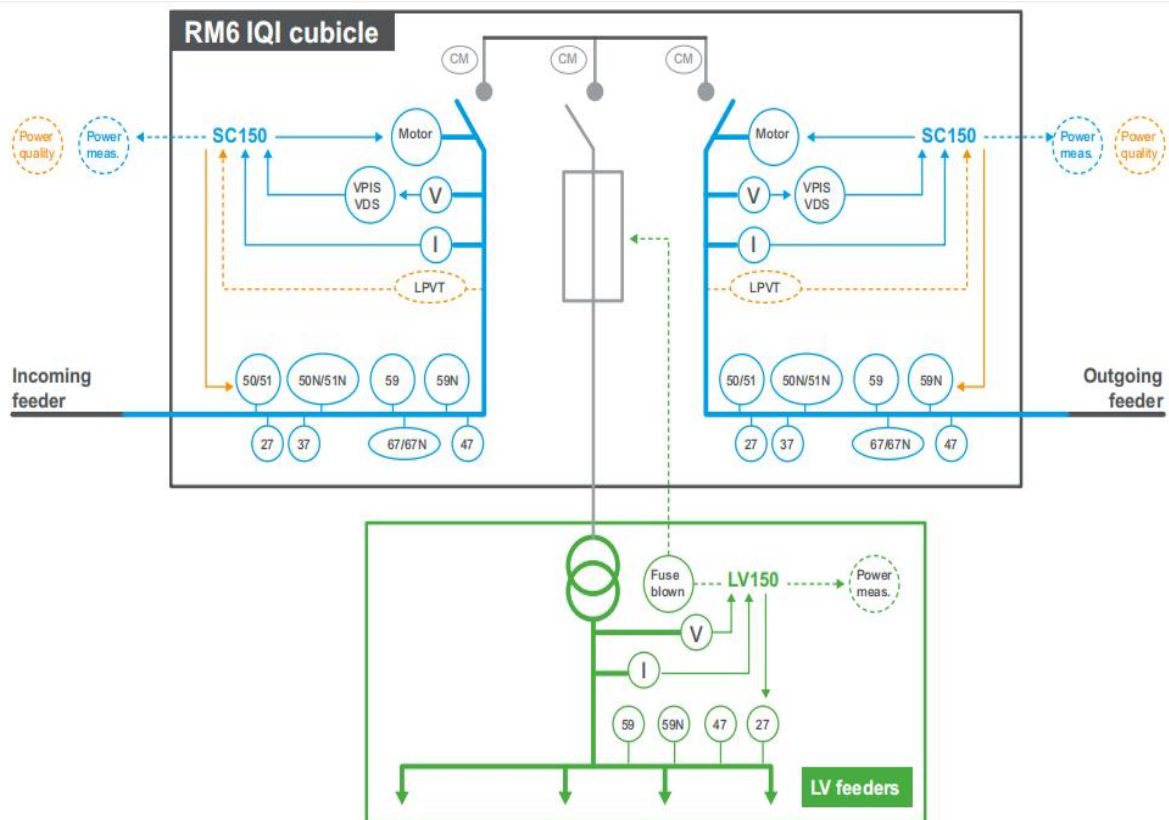


figura 32 - diagrama de proteção e Motorização Fonte: catalogo Scheneither

O diagrama em epígrafe apresenta um esquema de proteção e motorização da RMU - RM6 IQI - do fabricante *Scheneither electric*. As funções apresentadas são padrão do fabricante. Para o caso em estudo propõe-se, por razões económicas a instalação de relé digital multifunção de proteção contra curto circuito (função 50) e proteção contra a inversão de sequência de fase (função 47) em cada RMU. Conforme o mostrado no esquema do anexo A2

A caracterização dos equipamentos principais estão apresentados nos anexos.

- O anexo A3.3 a A3.6 apresentam o catalogo da RMU proposta;
- O anexo A6.11 e A 6.12 apresentam o catalogo do PLC proposto com 4 entradas digitais, 6 entradas analógicas, 2 saidas digitai, e 2 saidas analógicas;

3.2.3. MANOBRA REMOTA

Para manobrar o circuito propõe-se a implementação de esquemas de controle de acionamentos eléctricos em controladores lógicos programáveis (PLC).

Para o caso em estudo propõe-se a implementação de PLCs da Rockwell e o sistema RSlogix-5000 e RSlogix emulate 500 pois através dele pode-se fazer a interligação com o sistema de comunicação e deste modo manobrar-se de forma remota e com custos baixos em comparação a implementação de um sistema scada tradicional. A implementação de PLCs é mostrado no Anexo A4.



figura 33 - esquema de comunicação do plc remoto. Fonte: autor

Na figura 33 mostra-se o esquema de ligação do plc à rede de internet. Para tal usa-se um roteador VPN e um modem de ethernet.

A rede virtual privada irá permitir com que haja comunicação com o PLC remotamente de forma segura e direccionada.

3.2.4. IMPLEMENTAÇÃO DE SOWTWARE RSLOGIX 500

Para a implementação do circuito de comando das RMUs recorreu-se a RSlogix da rockwell onde simulou-se a operação individual de cada cela das unidades.

É mostrado na figura 34 o esquema projectado. Ao ligar o sistema ele carrega a mola de ligar e desligamento da cela da RMU.

Conforme pode-se ver na figura 34 o sistema está em comunicação com o PLC e pode executar funções.

Depois de carregada a mola ele desliga o circuito em alusão, através de um fim do curso. Depois que é acionado o fim de curso habilita-se a opção de ligar o interruptor da RMU.

O botão de desligar tem prioridade sobre todas ações excluindo a opção de carregar a mola.

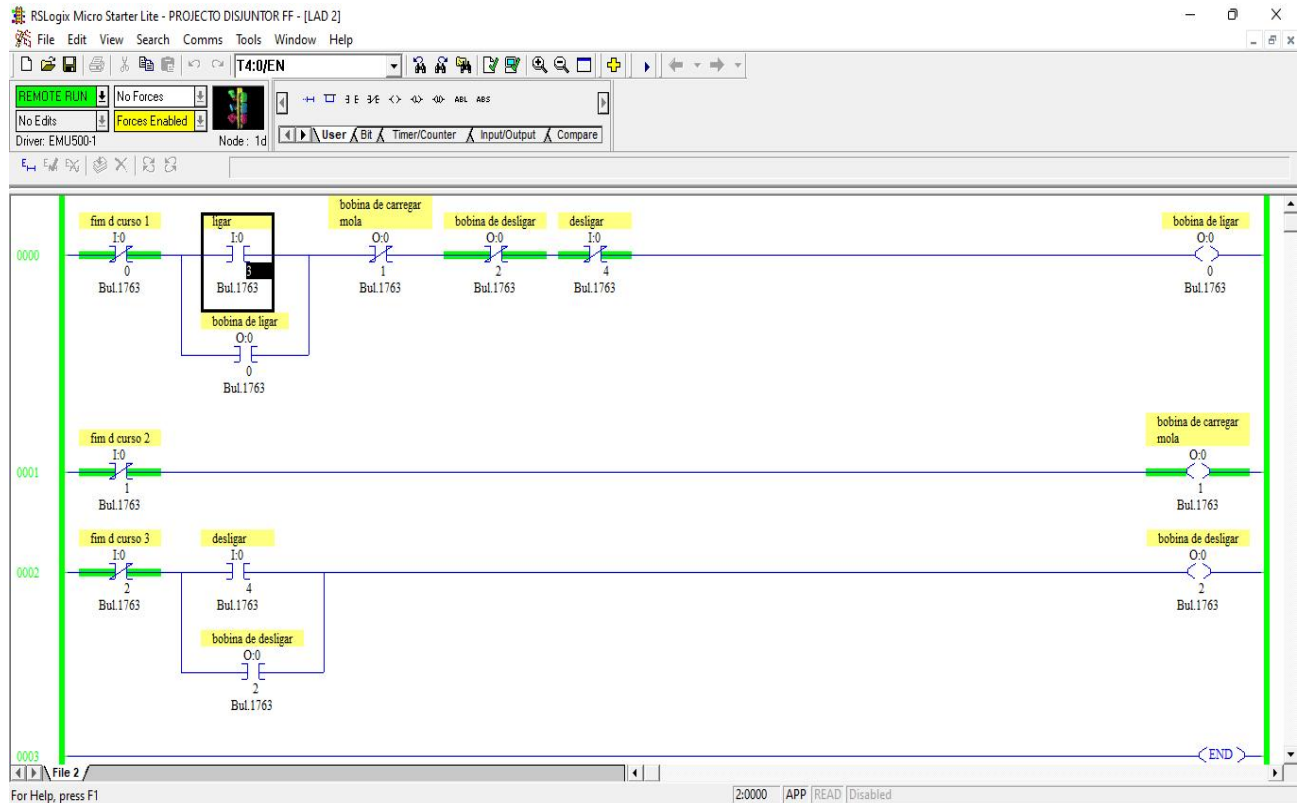


figura 34 - sistema de comando proposto fonte: software Rslogix 500

3.2.5. DESCOBRINDO A SECÇÃO PROVÁVEL DE DEFEITO

Os disjuntores do posto de seccionamento 14 possuem relés de impedância que através dos quais é possível saber sobre a distância onde ocorreu o defeito na rede. Através desta informação, pode-se manobrar a rede de modo a isolar a secção avariada e alimentar de forma alternativa a parte não avariada da rede, enquanto ocorre a manutenção.

3.2.6. COMUNICAÇÃO COM O SISTEMA SCADA

Para a comunicação propõe-se a utilização dos sistemas de comunicação montados nos postos de transformação em rede de área local (LAN) sem fio, como elo de ligação com os módulos de comunicação do posto de seccionamento.

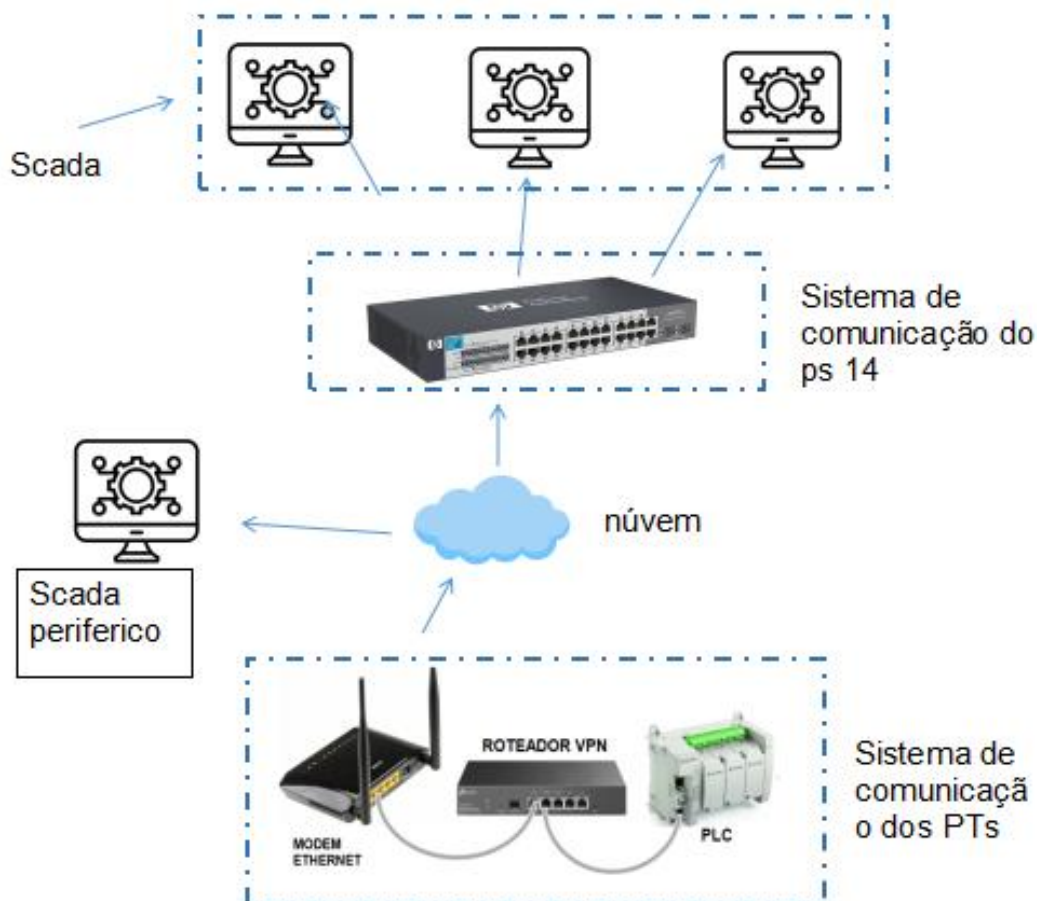


figura 35 - esquema de comunicação Fonte: autor

Com a implementação de tecnologias de PLCs (comandos eléctricos), é possível manobrar a rede eléctrica. com a mesma tecnologia é possível obter sinalizações (informação) da rede em tempo real recorrendo a rede de comunicação.

Ao exemplo pode-se obter sinalização de curto circuito através do relé 50 e sinalização de inversão de fase através do relé 47.

Há alternativa de implementar sistemas de aquisição e supervisão no circuito em alusão, recomendando-se o aproveitamento da estrutura de comunicação já existente no posto de seccionamento, de modo a minimizar os custos.

3.3. CUSTOS DE IMPLEMENTAÇÃO

#	Produto	número	Preço unitário (USD)	Preço unitário (MZN)	Preço total (USD)	Preço total (MZN)
1	Controlador logico programa vel	14	462,00	29.517,18	6.468,00	41.3240,52
2	Roteador vpn	14	188,00	12.011,32	2.632,00	168.158,48
3	Unidade principal de anel (RMU)	14	4000,00	255.560,00	56.000,00	3.577.840,00
4	Modem sem fio	14	369,31	23.595,22	5.170,34	330.333,08
5	Cabos de comunicação RJ45	28	7,81	499,00	218,68	13.972,00
6	Mão de obra	20%	--	--	14.097,804	900.708,44
7	total	-	-	--	84.586,824	5.404.250,652

tabela 2 - descrição dos custos de implementação. fonte: autor

Câmbio dolar americano (USD) para metical (MZN): 1 USD = 63.89 MZN

No quadro acima apresenta-se custos dos equipamentos bem como o valor de mão de obra necessária para a execução do trabalho proposto.

abaixo faz-se o calculo de potência consumida para se avaliar o retorno do investimento.

$$P = \sqrt{3} \times FP \times I \times V$$

Estimativa da corrente média do circuito: $I = 620 \text{ A}$

Tensão da rede: $V = 11 \text{ kV}$

Factor de potência: $FP = 0.93$

$$p = \sqrt{3} \times 0.93 \times 620 \times 11000 = 10985705.45\text{W} = 10985.705\text{kW} = 10.98570\text{W Mw}$$

Preço do kWh = 13.34 MZN

Estimativa do tempo médio de duração de interrupções = 40 min

Estimativa de frequência média de interrupções na linha = 2 interrupções / ano

Custo das interrupções = 2 x preço do kWh x tempo x P

Custo das interrupções = $2 \times 13.34 \times (40/60) \times 10985.705 = 195399,072$ MZN

Estima-se que em casos de interrupção de fornecimento de energia eléctrica a concessionária de energia eléctrica (EDM) não factura cerca de 195.399,07 MZN.

Para a execução do projecto proposto recorrendo ao valor poupado por falta de interrupções, pode-se reembolsar o financiamento em 28 parcelas, Findos os quais o valor poupado volta em forma de lucros à empresa.

parcelas	investimento	amortização	saldo
1	5.404.251	195.399	5208851,6
2	5208851,6	195.400	5013451,6
3	5013451,6	195.401	4818050,6
4	4818050,6	195.402	4622648,6
5	4622648,6	195.403	4427245,6
6	4427245,6	195.404	4231841,6
7	4231841,6	195.405	4036436,6
8	4036436,6	195.406	3841030,6
9	3841030,6	195.407	3645623,6
10	3645623,6	195.408	3450215,6
11	3450215,6	195.409	3254806,6
12	3254806,6	195.410	3059396,6
13	3059396,6	195.411	2863985,6
14	2863985,6	195.412	2668573,6
15	2668573,6	195.413	2473160,6
16	2473160,6	195.414	2277746,6
17	2277746,6	195.415	2082331,6
18	2082331,6	195.416	1886915,6
19	1886915,6	195.417	1691498,6
20	1691498,6	195.418	1496080,6
21	1496080,6	195.419	1300661,6
22	1300661,6	195.420	1105241,6
23	1105241,6	195.421	909820,6
24	909820,6	195.422	714398,6
25	714398,6	195.423	518975,6
26	518975,6	195.424	323551,6
27	323551,6	195.425	128126,6
28	128126,6	67299,4	0

tabela 3 - mapa de amortização. fonte:autor

3.4. CONCLUSÃO

Estudar a implementação de tecnologias de monitoramento e manobra de rede eléctrica foi o objectivo principal deste trabalho.

Com auxílio do software Rslogix 500 da Rockwell implementou-se o controle e manobra remota de rede eléctrica no posto de seccionamento 14.

Recorreu-se a PLCs e rede de comunicação local sem fio (rede privada virtual) para controle, aquisição de dados e comunicação.

Como resultado do estudo, pode-se perceber a possibilidade de manobrar a rede eléctrica recorrendo a sistemas de controladores lógicos programáveis bem como emitir informações para controlo remoto.

O custo total aproximado do projecto é de cerca de 84 586,824 USD.

Verificou-se que através do *software* do próprio PLC (de marca Allen Bradley) pode-se alterar a disposição da rede de forma remota e controlar a sua funcionalidade.

Para o teste da funcionalidade das tecnologias propostas houveram dificuldades em termos de acesso e programação dos *softwares* de aquisição de dados, no que no que concerne a interface homem máquina e armazenamento de dados, o que não permitiu tirar conclusões concisas, de ordem de impacto financeiro desta implementação.

Não obstante todos constrangimentos durante o estudo pode-se concluir que a implementação destas tecnologias pode reduzir o impacto económico, social resultante do tempo elevado de reposição do sistema.

3.5. BIBLIOGRAFIA

- [1]. Araújo, Carlos, S.; De Sousa, Flávio Camara; Cândido, José Roberto; Dias, Marcos pereira, 2005 - proteção de sistemas eléctricos, 2ª ed, editora interciência, Rio de Janeiro;
- [16] Barreto, Leandro Henrique Borges, 2013 - sistemas de proteção, controle e supervisão em subestações de Energia Elétrica: Uma Visão Geral/ Rio de Janeiro: UFRJ / Escola Politécnica / Departamento de engenharia Elétrica, 2013.
- [2]. Bayliss, C. R., 1999, *Transmission and distribution electrical engineering*, 2 ed, newnes, Oxford;
- [3]. Blackburn, J. Lewis; Domin, Thomas J., 2006 - *Protective Relaying Principles and Applications*, 3ª ed., Series Editor, Londres;
- [23] Bolotinha, Manuel, 2019, distribuição de energia eléctrica em média e baixa tensão, 2ed, quantica editora, Porto.
- [4]. Caminha, Amadeu Casal, 1977, introdução a proteção de sistemas, editora edgard blucher LTDA, São Paulo;
- [5]. Coelho, Bruno Miguel Moreira, 2012 - Classificação de Tipologia de rede da EDP
- [6]. Colin, bayliss, 1999 - *Transmission and distribution electrical engineering*, 2 ed;
- [7]. De Almeida, Marcos A. Dias, 2000 - Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos, Natal;
- [8]. Donald, John D Mc, 2006, *electric power substations engineering*, CRC, segunda edição, New York;
- [9]. Filho, João Mamad; Mamad Daniel Ribeiro, 2013; proteção de sistemas eléctricos de potência, LTC editora, Rio de Janeiro;
- [10]. Fuchs, Rubens Dario, 1977- Transmissão de energia eléctrica, volume 1, LTC editora; rio de Janeiro;
- [11]. Kinderman, Geraldo, 2005- proteção de sistemas eléctricos de potência, segunda edição, volume 1: edição do autor, Florianópolis-SC;
- [12]. Lakervi, E.; Holmes, E. J., 1989 - *electricity distribution network design*, peter peregrinus, Londres
- [13]. Mason, C. Russell. (1956). *The art and science of protective relaying*;
- [26] Petruzella, Frank D; 2014; Controladores Lógicos Programáveis. 4ª edição. McGrawHill Education

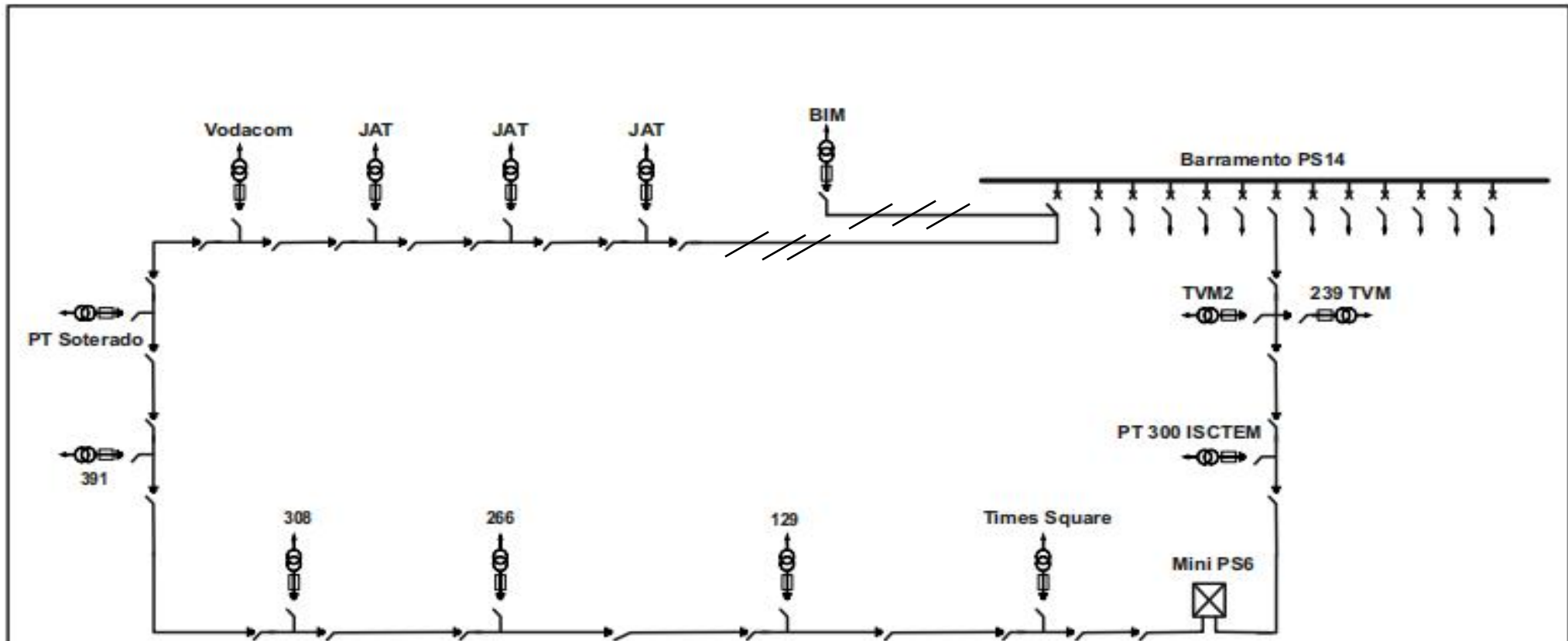
- [14]. Westinghouse Electric corporation, *Applied Protective Relaying*, A new 'silent sentinels' publication, Nova Jersey;
- [15]. Zanghi, Eric,2019 - Sistemas SCADA: Conceitos, Instituto Superior Politécnico Gaya.
- [17]. <https://www.researchgate.net/publication/352156761> acesso em 02/06/24

3.6. OUTRAS REFERÊNCIAS

- [18] <https://studfile.net/preview/7669600/> acesso 2/05/24
- [19] <https://www.researchgate.net> acesso 2/05/24
- [20] <https://electengmaterials.com/ring-main-distribution-with-rmu/> acesso 6/05/24
- [21] <https://pronextengenharia.com.br/> acesso 4/05/24
- [22] wp-content/uploads/2019/04/Open-Delta-VT.png acesso 6/05/24
- [18] <https://www.edm.co.mz/> acesso 20/05/24
- [19] Eletricidade de moçambique, 2023 - plano de actividades e orçamento.
- [20] Técnicos da electricidade de Moçambique e Tgood
- [24] Catalogo Schneider
- [25] IEEE, 2023; 1366 IEEE *Guide for electric power distribution Reliability Indices*; Nova York

4. ANEXOS

Anexo 1:
Esquema do circuito da TVM no PS 14



LEGENDA

Barramento	—
Disjuntor	—X—
Seccionador	—>—
Transformador	⊗
Fusível	— —
Mini PS	⊗



UEM - Faculdade de Engenharia

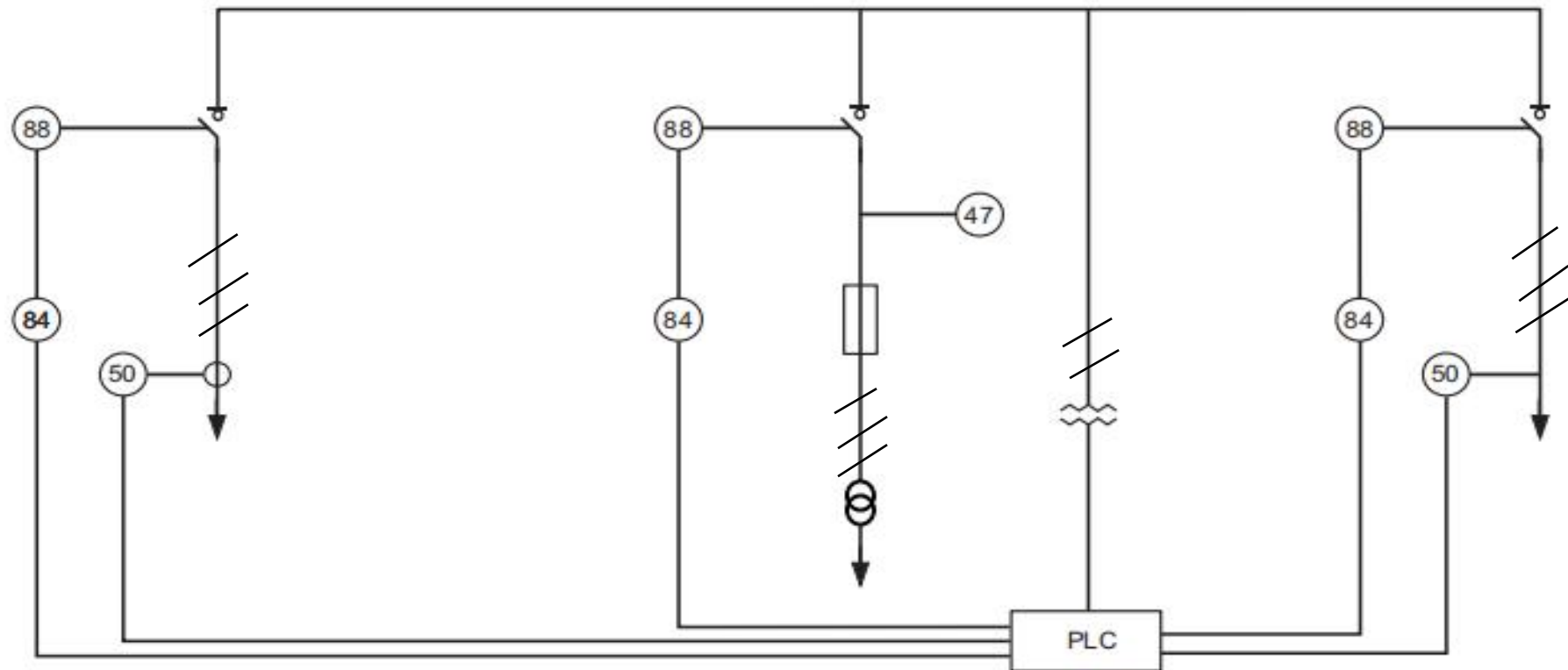
Nome do autor: Leonel Valente Moiane

Título: Esquema do circuito da TVM no PS 14

Cadeira: Estágio profissional

A 1.1

**Anexo 2:
Esquema de motorização da unidade central de anel**



LEGENDA

Seccionador	
Fusível	
TC	
Transformador	

- Relé de sequência de fase
- Relé de intensidade instantânea
- Actuador
- Motor



UEM - Faculdade de Engenharia

Nome do autor: Leonel Valente Moiane

Título: Esquema de motorização da unidade central de anel

Cadeira: Estágio profissional

A 2 .2

Range
description

Connected characteristics RM6 connected **Advanced**

RM106388



RM6 Connected Advanced IDI configuration

The RM6 Connected Advanced cubicle is a complete integrated solution that consists of:

- A proven and robust RM6 RMU with voltage and current sensors
- An RTU (T300) located in a LV cabinet placed on top of the RM6
- Sensors for condition monitoring
- A fully tested solution
- Plug and play installation

Cubicle configuration

Cubicle configuration includes:

- Compact or extensible
- 3 or 4 functions
- Available single extensible function: network switch and transformer feeder functions

Cubicle	Width (mm)	Depth (mm)	Height (mm)	Weight (kg)
IQI	1216	670	1142/1492 (*)	275/295 (1)
IDI	1216	670	1142/1492 (*)	240/260 (1)
DIDI	1649	670	1142/1492 (*)	340/360 (1)
DE-I	532	670	1142	135
DE-D	632	670	1142	135

(*): With LV cabinet

(1): With all optional modules and accessories, without battery

LV cabinet	Width (mm)	Depth (mm)	Height (mm)	Weight (kg)
	360.5	383	348.5	20

Anexo 3:
Tradução A3-4 do catálogo A3-3: características das unidades principais de anel (shneider electric)

Os cubículos conectados RM6 são uma solução completa que englobam:

- Uma RMU comprovadamente robusta com sensores de tensão e corrente
- Uma RTU (T300) localizada na parte superior da cabine de de baixa tensão
- Sensores de monitoramento das condições
- Uma solução testada
- Instalação de encache.



Configuração do cubículo

A configuração do cubículo inclui

- Compacto ou extensível
- 3 ou 4 funções
- Função extensível única: interruptor do transformador e da rede

FIGURA A3-4: Configuração do IDI, RM6 conectado avançado

cubículo	Largura (mm)	Profundidade (mm)	Altura (mm)	Peso (kg)
IQI	1216	670	1142/1492 (*)	275/295(1)
IDI	1216	670	1142/1492(*)	240/260(1)
DIDI	1649	670	1142/1492(*)	340/360(1)
DE-I	532	670	1142	135
DE-D	632	670	1142	135

TABELA: A 3 - 4.1: características físicas da RMU

(*) com cabine de baixa tensão

(1) Com todos módulos e acessórios opcionais, sem bateria

Cabine de baixa tensão	Largura (mm)	Profundidade (mm)	Altura (mm)	Peso (kg)
	360.5	383	348.5	20

TABELA: A 3 - 4.2: dimensões da cabine de baixa tensão

Anexo 3:
TABELA A 3 - 5: Catálogo das unidades principais de anel (*shneider electric*)

Range
description

Connected characteristics
RM6 connected Advanced

Main characteristics

RM6	IQI	IDI	DIDI	DE-I	DE-D
Voltage	12 kV/17.5 kV/24 kV	12 kV/17.5 kV/24 kV	12 kV/17.5 kV/24 kV	12 kV/17.5 kV/24 kV	12 kV/17.5 kV/24 kV
Operational voltage	6.6 kV/13.8 kV/22 kV	6.6 kV/13.8 kV/22 kV	6.6 kV/13.8 kV/22 kV	6.6 kV/13.8 kV/22 kV	6.6 kV/13.8 kV/22 kV
Extensible	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Double	Double
IAC	AFL or AFLR	AFL or AFLR	AFL or AFLR	AFL or AFLR	AFL or AFLR
Cable Compartment	Single/3 cores	Single/3 cores	Single/3 cores	Single/3 cores	Single/3 cores
Cable compartment interlocking	Bolted/Interlock	Bolted/Interlock	Bolted/Interlock	Bolted/Interlock	Bolted/Interlock
Gas pressure	Manometer or Densimeter with pressure contact	Manometer or Densimeter with pressure contact	Manometer or Densimeter with pressure contact	Manometer or Densimeter with pressure contact	Manometer or Densimeter with pressure contact
Switch motorization	Yes	Yes	Yes	Yes	N/A
CB motorization	N/A	Option	Option	N/A	Option
Voltage motorization	24 Vdc or 48 Vdc	24 Vdc or 48 Vdc	24 Vdc or 48 Vdc	24 Vdc or 48 Vdc	24 Vdc or 48 Vdc
Auxiliary contact	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes

Selectable / Option

Components	IQI	IDI	DIDI	DE-I	DE-D
Voltage detection	VPIS or VDS	VPIS or VDS	VPIS or VDS	VPIS or VDS	VPIS or VDS
VDS type	Wega 1.2c	Wega 1.2c	Wega 1.2c	Wega 1.2c	Wega 1.2c
VPIS type	VPIS V3 VO	VPIS V3 VO	VPIS V3 VO	VPIS V3 VO	VPIS V3 VO
Current acquisition	Bushing	Bushing	Bushing	Bushing	Bushing
CB Protection relay	N/A	VIP410	VIP410	N/A	VIP410
Phase overcurrent 50/51	N/A	Yes	Yes	N/A	Yes
Earth fault 51N	N/A	Yes	Yes	N/A	Yes
Thermal overload 49	N/A	Yes	Yes	N/A	Yes
Communication to RTU	N/A	Yes	Yes	N/A	Yes

Selectable

Anexo 3:
Tradução A3-6 do catálogo A 3-5: catálogo das unidades principais de
anel (shneider electric)

RM6	IQI	IDI	DIDI	DE-I	DE-D
tensão	12kV/17.5kV/2 4kV	12kV/17.5kV/2 4kV	12kV/17.5kV/2 4kV	12kV/17.5kV/2 4kV	12kV/17.5kV/2 4kV
Tensão operacional	6.6kV/13.8kV/ 22kV	6.6kV/13.8kV/ 22kV	6.6kV/13.8kV/ 22kV	6.6kV/13.8kV/ 22kV	6.6kV/13.8kV/ 22kV
extensível	Sim/não	Sim/não	Sim/não	duplo	duplo
IAC	AFL ou AFLR	AFL ou AFLR	AFL ou AFLR	AFL ou AFLR	AFL ou AFLR
COMPARTIME NTO DOS CABOS	Único/ 3 almas	Único/ 3 almas	Único/ 3 almas	Único/ 3 almas	Único/ 3 almas
INTERLIGAÇÃO DO COMPARTIME NTO DOS CABOS	APARAFUSADO / INTERCONNECT ADO	APARAFUSADO / INTERCONNECT ADO	APARAFUSADO / INTERCONNECT ADO	APARAFUSADO / INTERCONNECT ADO	APARAFUSADO / INTERCONNECT ADO
PRESSÃO DO GÁS	MANÓMETRO OU DENSÍMETRO COM CONTACTO DE PRESSÃO	MANÓMETRO OU DENSÍMETRO COM CONTACTO DE PRESSÃO	MANÓMETRO OU DENSÍMETRO COM CONTACTO DE PRESSÃO	MANÓMETRO OU DENSÍMETRO COM CONTACTO DE PRESSÃO	MANÓMETRO OU DENSÍMETRO COM CONTACTO DE PRESSÃO
Motorização do interruptor	sim	sim	sim	sim	NA
Motorização do CB	N/A	opcional	opcional	N/A	opcional
Monitoramen to de tensão	24Vcc ou 48Vcc	24Vcc ou 48Vcc	24Vcc ou 48Vcc	24Vcc ou 48Vcc	24Vcc ou 48Vcc
Contactos auxiliares	Sim	sim	sim	sim	sim

TABELA: A 3 - 6: Características principais das unidades principais de anel

Anexo 3:
Tradução A3-7 do catálogo A 3 - 5: das unidades principais de anel (*shneider electric*)

componentes	IQI	IDI	DIDI	DE-I	DE-D
Detenção de tensão	VPIS ou VDS	VPIS ou VDS	VPIS ou VDS	VPIS ou VDS	VPIS ou VDS
Tipo VDS	Wega 1.2c	Wega 1.2c	Wega 1.2c	Wega 1.2c	Wega 1.2c
Tipo VPIS	VPIS V3 VO	VPIS V3 VO	VPIS V3 VO	VPIS V3 VO	VPIS V3 VO
Aquisição de corrente	casquilho	casquilho	casquilho	casquilho	casquilho
Relé de proteção do CB	N/A	VIP410	VIP410	N/A	VIP410
Sobrecorrente de fase 50/51	N/A	SIM	SIM	N/A	SIM
Falta a terra 51N	N/A	SIM	SIM	N/A	SIM
SOBRECARGA TÉRMICA 49	N/A	SIM	SIM	N/A	SIM
Comunicação para o RTU	N/A	SIM	SIM	N/A	SIM

TABELA: A 3 - 6: Características auxiliares das unidades principais de anel

Anexo 3:
TABELA3-8: catálogo das unidades principais de anel (shneider electric)

Range
description

Connected characteristics
RM6 connected Advanced

RTU communication characteristics

RTU (T300)		IQI	IDI	DIDI	DE-I	DE-D
HU250						
Upstream communication	<ul style="list-style-type: none"> • 2 modem interface(s): 2G/3G, 3G/4G, RS232 • 1 RJ45 ETH for WAN not selectable, 2 Ethernet ports • Protocols: IEC 60870-5-101/104, DNP3 serial and IP, Modbus Serial/TCP, IEC61850 	Yes	Yes	Yes	Available from main cubicle	Available from main cubicle
Local and downstream communication	<ul style="list-style-type: none"> • Local HMI • Wi-Fi interface for PC, smart phone, digital tablet 	Yes	Yes	Yes	Available from main cubicle	Available from main cubicle

Selectable

RTU switch controller characteristics

RTU (T300)		Function I	Function Q	Function D
SC150				
Protection functions	5Q/51 • 50N/51N	Yes	N/A	N/A
	59/59N	Yes	N/A	N/A
	67/67N	Yes	N/A	N/A
	27	Yes	N/A	N/A
	37	Yes	N/A	N/A
	47	Yes	Option	N/A
Power measurement	•	Option	N/A	N/A
Power quality	•	Option	N/A	N/A
LV150 (Option)				
LV protection	59/59N	N/A	Yes	Yes
	47	N/A	Yes	Yes
	27	N/A	Yes	Yes
	Blown fuse	N/A	Yes	Yes
LV power quality	•	N/A	Option	Option

Option

Condition monitoring and IoT characteristics

Sensors	RM6 status	Substation Status	Description
Low gas pressure	Tank leakage	•	Tank leakage
RTU cabinet opening	RTU access	•	Intrusion
TH110	Temperature monitoring	•	Thermal Monitoring
CL110	Environmental monitoring		Temperature, Humidity Monitoring
Flooding	Anti Flooding monitoring		Flooding presence
Fuse blown(only for IQI)	Fuse Status		Fuse Blown

Option

Anexo 3:
**TABELA A3-9: Tradução catálogo A 3 - 8 das unidades principais de
anel (shneider electric)**

características de comunicação da RTU

RTU (T300)		IQI	IDI	DIDI	DE-I	DE-D
HU250						
Comunicação Upstream	<ul style="list-style-type: none"> ● Interface de modem: 2G/3G, 3G/4G, RS 232 ● 1 RJ45 ETH para WAN NÃO SELECIONAVEIS COM 2 PORTAS DE INTERNET ● PROTOCOLOS: IEC 60870_5_101/104, DNP3 SERIAL E IP, Modbus serial/TCP, IEC61850 	SIM	SIM	SIM	VÁLIDO DO CUBÍCULO PRINCIPAL	VÁLIDO DO CUBÍCULO PRINCIPAL
COMUNICAÇÃO LOCAL E REMOTA	<ul style="list-style-type: none"> ● HMI LOCAL ● Interface Wi-fi para computador, telefones inteligentes e tablets. 	SIM	SIM	SIM	VÁLIDO DO CUBÍCULO PRINCIPAL	VÁLIDO DO CUBÍCULO PRINCIPAL

TABELA A - 9.1: características de comunicação da RTU

RTU (T300)		FUNÇÃO I	FUNÇÃO Q	FUNÇÃO D
SC150				
FUNÇÃO DE PROTEÇÃO	50/51 - 50N/51N	SIM	N/A	N/A
	59/59N	SIM	N/A	N/A
	67/67N	SIM	N/A	N/A
	27	SIM	N/A	N/A
	37	SIM	N/A	N/A
	47	SIM	OPÇÃO	N/A
Medição de potência	-	opção	N/A	N/A
Qualidade de energia	-	opção	N/A	N/A

TABELA 3-9.2 : Características do controlador do interruptor RTU

**Anexo 3:
Tradução A 3-10 do anexo 3.7: catálogo das unidades principais de
anel (shneider electric)**

LV150 (Opção)		Função I	Função Q (Opção)	Função D (Opção)
Proteção de LV	59/59N	N/A	SIM	SIM
	47	N/A	SIM	SIM
	27	N/A	SIM	SIM
	Fusível queimado	N/A	SIM	SIM
Qualidade de energia de LV	-	N/A	opção	opção

TABELA A 3-9.2 CONTINUAÇÃO : Características do controlador do interruptor RTU

Condições de monitoramento e características de IoT

sensores	Estado do RM6	Estado da subestação	descrição
Gas de baixa pressão	Vazamento do tanque	-	Vazamento do tanque
Abertura da cabine da RTU	Acesso a RTU	-	intrusão
TH110	Monitoramento da temperatura	-	Monitoramento térmico
CL110	Monitoramento ambiental		Monitoramento da Temperatura e humidade
inundação	Monitoramento anti-inundação		Presença de inundação
Fusível queimado(apenas para IQI)	Estado do fusível		Fusível queimado

FIGURA A 3.10: Condições de monitoramento e características de IoT

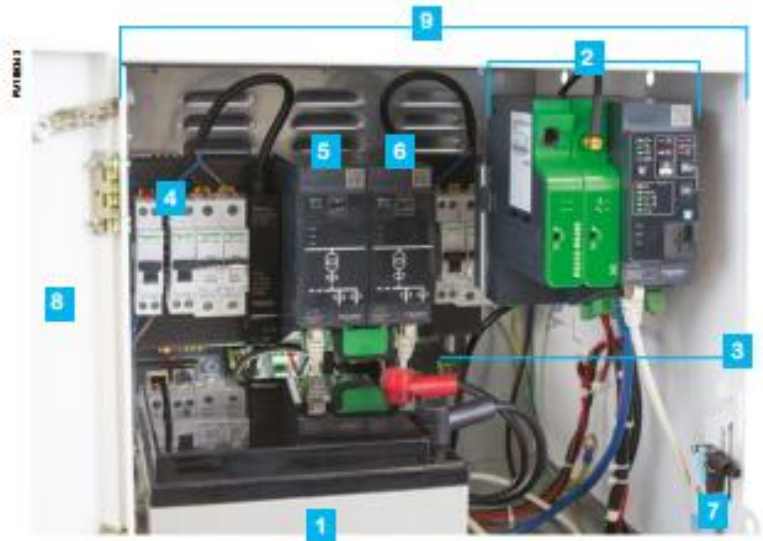
Anexo 3:
Catálogo A 3-11 das unidades principais de anel (*shneider electric*)

Range
description

Connected characteristics RM6 connected Advanced

LV cabinet description (all options)

Compact LV cabinet located on top of a Q or D function; IQI or IDI (on the first D function of a four-function cubicle DIDI).



1. Battery* and battery belt
2. T300 modules (HU250 and communication modules)
3. Power supply PS50
4. Main LV cabinet power switch
5. LV component parts first D function (switches, voltage adaptor, LV150) -option
6. LV component parts second D function (switches, voltage adaptor, LV150) -option
7. LV cabinet switch (door opening)
8. LV cabinet door
9. LV cabinet

* Battery Temperature

- Storage temperature	-20 °C to +60 °C
- Charge temperature	-15 °C to +50 °C
- Discharge temperature	-20 °C to +60 °C

For other temperature ranges, please contact us

Anexo 3:
Tradução A3-12 do catálogo A 3-11: das unidades principais de anel
(shneider electric)



1. Apoio da bateria*
2. Modulo T300 (HU250 e modulos de comunicação)
3. Fonte de energia PS50
4. Interruptor principal de baixa tensão
5. Componentes da primeira função D de baixa tensão (interruptor, adaptador de tensão, LV150)- opção
6. Componentes da segunda função D de baixa tensão (interruptor, adaptador de tensão, LV150)- opção
7. Interruptor da cabine de baixa tensão (porta aberta)
8. Porta da cabine de baixa tensão
9. Cabine de LV.

*temperatura da bateria

- Temperatura de armazenamento - 20 °c até + 60 °c
- Temperatura de carregamento - 15 °c até + 50 °c
- Temperatura do descarregamento - 20 °c até + 60 °c

Para outros limites de temperatura por favor contacte-nos.

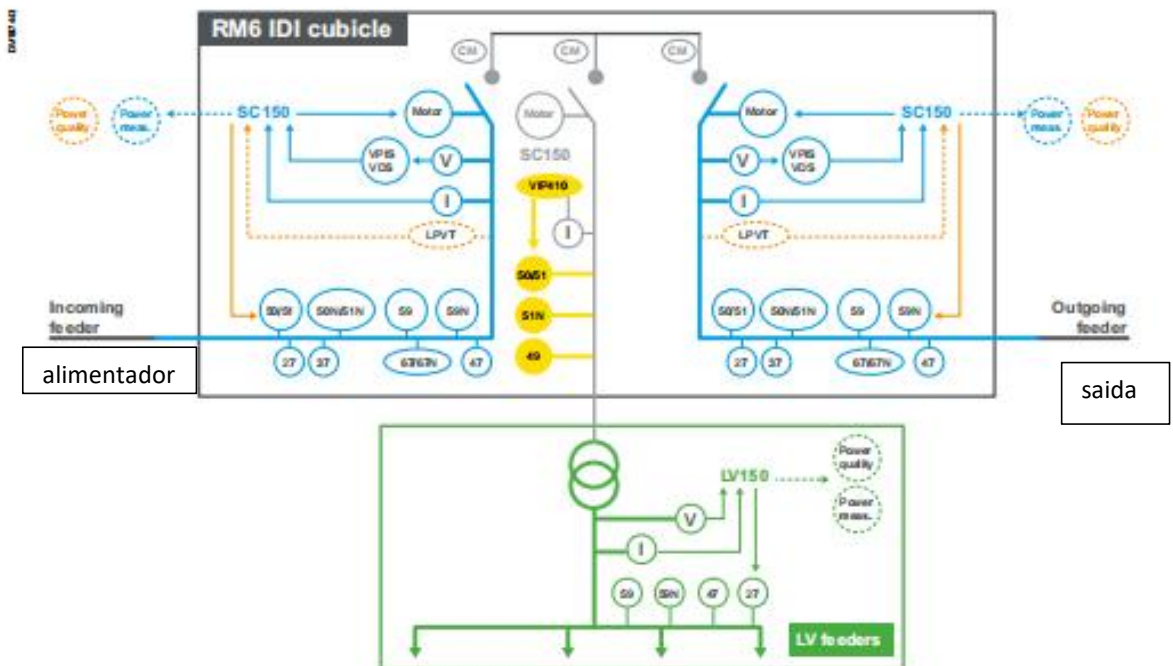
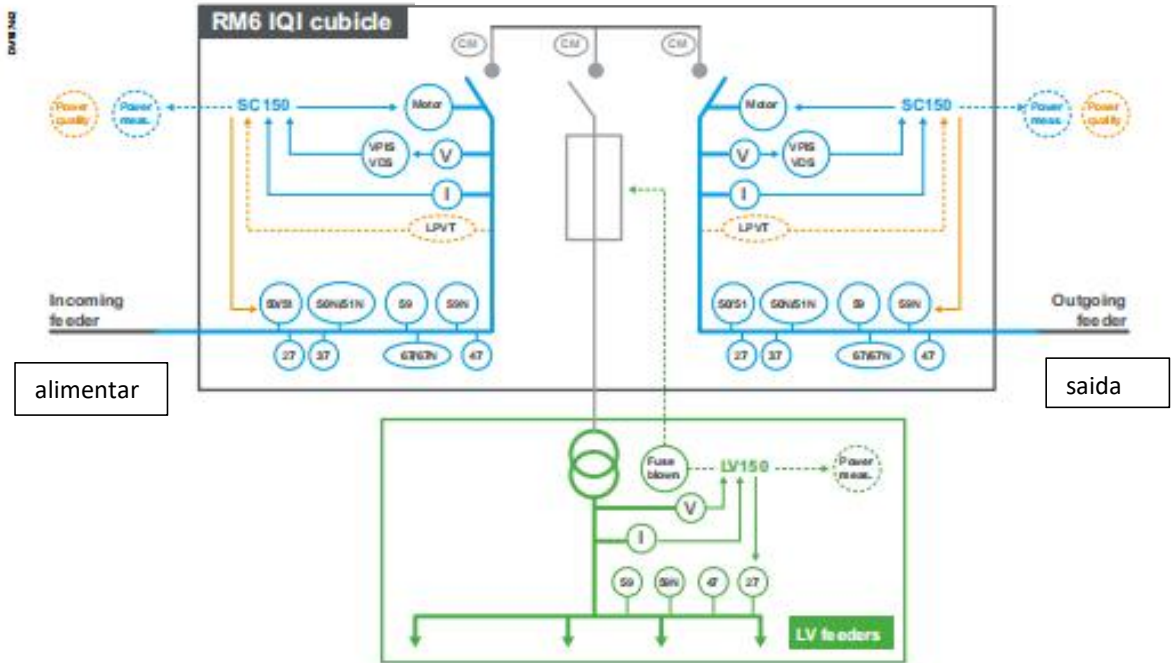
Anexo 3:
Catálogo A3-13 das unidades principais de anel com tradução
(shneider electric)

Range
description

Connected characteristics
RM6 connected Advanced

Application schematics for IQI and IDI cubicles

características avançadas do RM6 conectado
 Esquema de aplicação para cubículos IQI e IDI



Anexo 3: Catálogo A 3- 14 das unidades principais de anel (*shneider electric*)

Range
description

Operating conditions and standards



RM6 performance meets the definition of a "sealed pressure system" as laid down in the IEC recommendations.

The RM6 tank is filled with SF6 at 0.23bar relative pressure and sealed for life after filling. Its tightness, which is systematically checked at the factory, gives the switchgear a high life expectancy.

The RM6 is designed in accordance with the following IEC standards used for general operation conditions for indoor switchgear:

IEC 62271-1 (common specifications for high voltage switchgear and controlgear)

Ambient temperature: class -25 °C indoor

- Lower than or equal to 40 °C without derating
- Lower than or equal to 35 °C over 24 hours on average without derating
- Greater than or equal to -25 °C; please contact us for details

Altitude:

- Lower than or equal to 1000 m
- Above 1000 m, and up to 2000 m with direct field connectors
- Greater than 2000 m; please contact us for further details

DE-MI needs voltage derating after 1000 m.

Please consider altitude and temperature when selecting Q function fuses.

Current derating in accordance with ambient temperature

	(°C)	40	45	50	55	60
Busbars 630 A	I _r (A)	630	575	515	460	425
Busbars 400 A	I _r (A)	400	400	400	355	
Functions: I, Q, B (with bushing type C)	(A)	630	575	515	460	425
Function D (with bushing type B or C)	(A)	200	200	200	200	200
Function Q	(A)	(3)	(4)	(4)	(4)	(4)

(3) Depends on fuse selection

(4) Please contact us

Anexo 3:
Tradução A3-15 do catálogo A 3-14: das unidades principais de anel
(shneider electric)

O desempenho do RM6 atende à definição de um "sistema de pressão selado", conforme estabelecido nas recomendações da IEC

O tanque RM6 é preenchido com SF6 a 0,23 bar de pressão relativa e selado para toda a vida útil após o enchimento. Sua estanqueidade, que é verificada sistematicamente na fábrica, dá ao comutador uma alta expectativa de vida útil.

O RM6 foi projetado de acordo com os seguintes padrões IEC usados para condições gerais de operação de aparelhagens internas:

IEC 62271-1 (especificações comuns para aparelhagem de manobra e controle de alta tensão)

Temperatura ambiente: classe -25 °C em ambientes fechados

- Menor ou igual a 40 °C sem redução de capacidade
- Menor ou igual a 35 °C em 24 horas em média sem redução de capacidade
- Maior ou igual a -25 °C: entre em contato conosco para mais detalhes

Altitude:

- Menor ou igual a 1000 m
- Acima de 1000 m e até 2000 m com conectores de campo direto
- Mais de 2000 m entre em contato conosco para mais detalhes

O DE-Mt precisa de redução de tensão após 1000 m

Considere a altitude e a temperatura ao selecionar fusíveis de função Q.

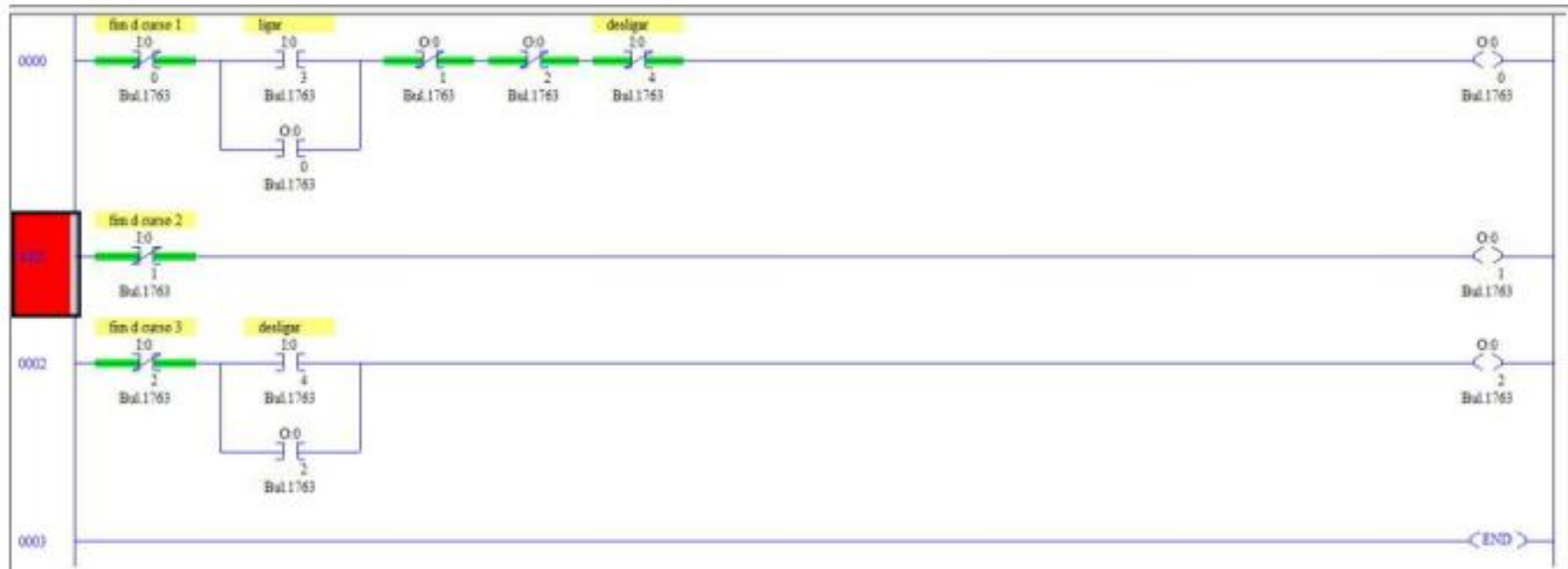
Redução da tensão de acordo com a temperatura ambiente							
		(°C)	40	45	50	55	60
Barramento 630A	Ir (A)		630	575	515	460	425
Barramento 400A	Ir (A)		400	400	400	355	
Função IOB (com bucha tipo C)			630	575	515	460	425
Função D (com bucha tipo B ou C)			200	200	200	200	200
Função Q			(3)	(4)	(4)	(4)	(4)


TABELA A3-15: redução da tensão com a temperatura

(3). depende da seleção de fusíveis

(4). por favor contacte-nos

Anexo 4: Esquema de comando da RMU



 UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE	UEM - Faculdade de Engenharia	
	Nome do autor: Leonel Valente Moiane	
	Titulo: Comando da RMU	
	Cadeira: Estágio profissional	A 4-16

Anexo 5:

**Tabela A5-17: Nomenclatura das funções de proteção e manobra (ANSI)
[9]**

22	Disjuntor equalizador
23	Dispositivo de controle de temperatura
24	Reservado para futura aplicação
25	Dispositivo de sincronização/conferência de sincronismo
26	Dispositivo térmico do equipamento
27	Relé de subtensão
28	Reservado para futura aplicação
29	Contactador de isolamento
30	Relé anunciador
31	Dispositivo de excitação em separado
32	Relé direcional de potência
33	Chave de posicionamento
34	Chave de sequência, operada por motor
35	Dispositivo para operação das escovas
36	Dispositivo de polaridade
37	Relés de subcorrente ou subpotência
38	Dispositivo de proteção de mancal
39	Reservado para futura aplicação
40	Relé de campo
41	Disjuntor ou chave de campo
42	Disjuntor ou chave de operação normal
43	Dispositivo ou seletor de transferência manual
44	Relé de sequência de partida das unidades
45	Reservado para futuras aplicações
46	Relés de reversão ou balanceamento de corrente de fase
47	Relé de sequência de fase de tensão
48	Relé de sequência incompleta
49	Relé térmico para máquina ou transformador
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente-tempo
52	Disjuntor e corrente alternada
53	Relé para excitatriz ou gerador em corrente contínua
54	Disjuntor de corrente contínua, alta velocidade
55	Relé de fator de potência
56	Relé de aplicação de campo
57	Dispositivo para aterramento ou curto-circuito
58	Relé de falha de retificação
59	Relé de sobretensão
60	Relé de balanço de tensão/queima de fusíveis
61	Relé de balanço de corrente
62	Relé de abertura temporizada
63	Relé de pressão de nível ou de fluxo, de líquido ou gás
64	Relé de proteção de terra

Anexo 5:

TABELA A 5- 18: Nomenclatura das funções de proteção e manobra (ANSI) [9]

65	Regulador
66	Dispositivo de supervisão do número de partidas
67	Relé direcional de sobrecorrente em corrente alternada
68	Relé de bloqueio
69	Dispositivo de controle permissivo
70	Reostato eletricamente operado
71	Dispositivo de detecção de nível
72	Disjuntor de corrente contínua
73	Contactador de resistência de carga
74	Relé de alarme
75	Mecanismo de mudança de posição
76	Relé de sobrecorrente de corrente contínua
77	Transmissor de impulsos
78	Relé de medição ângulo fase/proteção falta de sincron.
79	Relé de religamento em corrente alternada
80	Reservado para futura aplicação
81	Relé de frequência
82	Relé de religamento em corrente contínua
83	Relé de seleção de controle/transferência automática
84	Mecanismo de operação
85	Relé receptor de onda portadora ou fio piloto
86	Relé auxiliar de bloqueio de segurança
87	Relé de proteção diferencial
88	Motor auxiliar ou motor gerador
89	Chave seccionadora
90	Dispositivo de regulação
91	Relé direcional de tensão
92	Relé direcional de tensão e potência
93	Contactador de variação de campo
94	Relé de desligamento ou de livre atuação
95	Empregado em aplicações não definidas
96	Empregado em aplicações não definidas
97	Empregado em aplicações não definidas
98	Empregado em aplicações não definidas

Anexo 5:

TABELA A 5- 19: Nomenclatura das funções de proteção e manobra (ANSI) [9]

Código	Função
21B	Proteção de subimpedância: contra curtos-circuitos fase-fase
27TN	Proteção de subtensão residual de terceira harmônica
37P	Proteção direcional de sobrepotência ativa
37Q	Proteção direcional de sobrepotência reativa
48-51LR	Proteção contra partida longa, rotor bloqueado
49T	Supervisão de temperatura
50N	Sobrecorrente instantâneo de neutro
51N	Sobrecorrente temporizado de neutro (tempo definido ou curvas inversas)
50G	Sobrecorrente instantâneo de terra
50GS	Sobrecorrente instantâneo de terra
51G	Sobrecorrente temporizado de terra e com tempo definido ou curvas inversas
51GS	Sobrecorrente temporizado de terra e com tempo definido ou curvas inversas
50BF	Relé de proteção contra falha de disjuntor
51Q	Relé de sobrecorrente temporizado de sequência negativa com tempo definido
51V	Relé de sobrecorrente com restrição de tensão
51C	Relé e sobrecorrente com controle de torque
59Q	Relé de sobretensão de sequência negativa
59N	Relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro
62BF	Relé de proteção contra falha de disjuntor
64G	Relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro
64REF	Proteção diferencial de fuga à terra restrita
67N	Relé de sobrecorrente direcional de neutro instantâneo ou temporizado
67G	Relé de sobrecorrente direcional de terra instantâneo ou temporizado
67Q	Relé de sobrecorrente direcional de sequência negativa
78PS	Proteção de perda de sincronismo
81L	Proteção de subfrequência
81H	Proteção de sobrefrequência
81R	Taxa de variação da frequência (df/dt)
87B	Proteção diferencial de barramento
87T	Relé diferencial de transformador
87L	Proteção diferencial de linha
87G	Relé diferencial de gerador
87GT	Proteção diferencial do grupo gerador-transformador
87B	Proteção diferencial de barra
87M	Proteção diferencial de motores

Anexo 6:
TABELA A 6-20: Especificações do processador PLC



Processor Specifications

Heat Dissipation	54 BTU/hr
Environmental Conditions	Operating Temperature: 0 to 60° C (32-140° F) Storage Temperature: -40 to 85° C (-40 to 185° F) Relative Humidity: 5 to 95% (without condensation)
Shock and Vibration	Vibration Testing (operating and non-operating): 1 g @ 10 to 500 Hz 0.012 inches peak-to-peak displacement Shock: Operating 30 g peak acceleration for 11±1 ms duration Non-operating 50 g peak acceleration for 11±1 ms duration
Time-of-Day Clock/Calendar	Maximum Variations at 60° C: ± 5 min per month Typical Variations at 20° C: ± 20 s per month Timing Accuracy: 1 program scan
Battery	1770-XYC
Memory Modules	<ul style="list-style-type: none"> • 1785-ME16 • 1785-ME32 • 1785-ME64 • 1785-M100
I/O Modules	Bulletin 1771 I/O, 1794 I/O, 1746 I/O, and 1791 I/O including 8-, 16-, 32-pt, and intelligent modules
Hardware Addressing	2-slot <ul style="list-style-type: none"> • Any mix of 8-pt modules • 16-pt modules must be I/O pairs • No 32-pt modules 1-slot <ul style="list-style-type: none"> • Any mix of 8- or 16-pt modules • 32-pt modules must be I/O pairs 1/2-slot—Any mix of 8-, 16-, or 32-pt modules
Communication	<ul style="list-style-type: none"> • Serial • DH+ • DH using 1785-KA • Remote I/O • ControlNet
Location	1771-A1B, -A2B, A3B, -A3B1, -A4B, -AM1, -AM2 chassis; left-most slot
Weight	PLC-5/40C: 3 lbs, 2 oz (1.42 kg) PLC-5/20C: 3 lbs, 3 oz (1.45 kg)
Keying	<ul style="list-style-type: none"> • Between 40 and 42 • Between 54 and 56
Agency Certification (When product is marked)	<ul style="list-style-type: none"> • CSA Class I, Division 2, Groups A, B, C, D • UL listed

Anexo 7:
TABELA A6-21: Tradução do catálogo A 6-20Especificações do PLC

Dissipação de calor	54 BTU/h
Condições ambientais	Temperatura de operação 0 a 60°C (32-140°F) Temperatura de armazenamento -40 a 85 °c (-40 a 185°F) Humidade relativa 5 a 95 % (sem condensação)
Choque de vibração	Teste de vibração (operacional e não operacional): 1g 10 a 500Hz Deslocamento de pico a pico 0.012 polegadas Choque de pico 30 picos de aceleração para duração de 11 a + ou - 1 ms Não operacional... aceleração de pico de 50g para duração de 11 a + ou - 1 ms
Reógio e calendário	Variaçõ maxima a 60°c 5 min /mês Variações típicas a 20°c +ou- 20s por mês Precisão de tempo 1 varedura de programa
bateria	1770-XYC
Módulos de memória	<ul style="list-style-type: none"> ● 1785-ME16 ● 1785-ME32 ● 1785-ME64 ● 1785-M100
Módulo I/O	Bolentim 17711/0, 1794/0,1746I/0 e 1791I/0 incluindo de 8, 16,32 pontos inteligentes
Endereçamento de hardware	2 slots <ul style="list-style-type: none"> ● Qualquer mistura de módulos B-pt ● Módulos de 16 pontos devem ser pares 1VO ● Nunhum módulo de 32 ● 1 vaga ● Qualquer mox de 8 a 16 pontos
comunicação	<ul style="list-style-type: none"> ● Serial ● DH+ ● DH usando1785-ka ● E/S remota ● controlNet
Localização	Chassi 1771-a1b,a2b,a3b,-a3b1,-a4b,-am1,-am2; slot mais a esquerda
Peso	PLC -5/40C 3 LIBRAS 2 ONÇAS (1.42kg) PLC -5/200 3 libras , 2 onças (1.45kg)
codificação	<ul style="list-style-type: none"> ● Entre 40 a 42 ● Entre 54 e 56
Certificação de agência (quando o produto é marcado)	<ul style="list-style-type: none"> ● CSA classe I, divisão 2 grupos A,B,C,D ● Listado pela UL

Anexo 7: Captura de ecrã de Preçário dos cabos RJ 45 e modem (AliExpress)

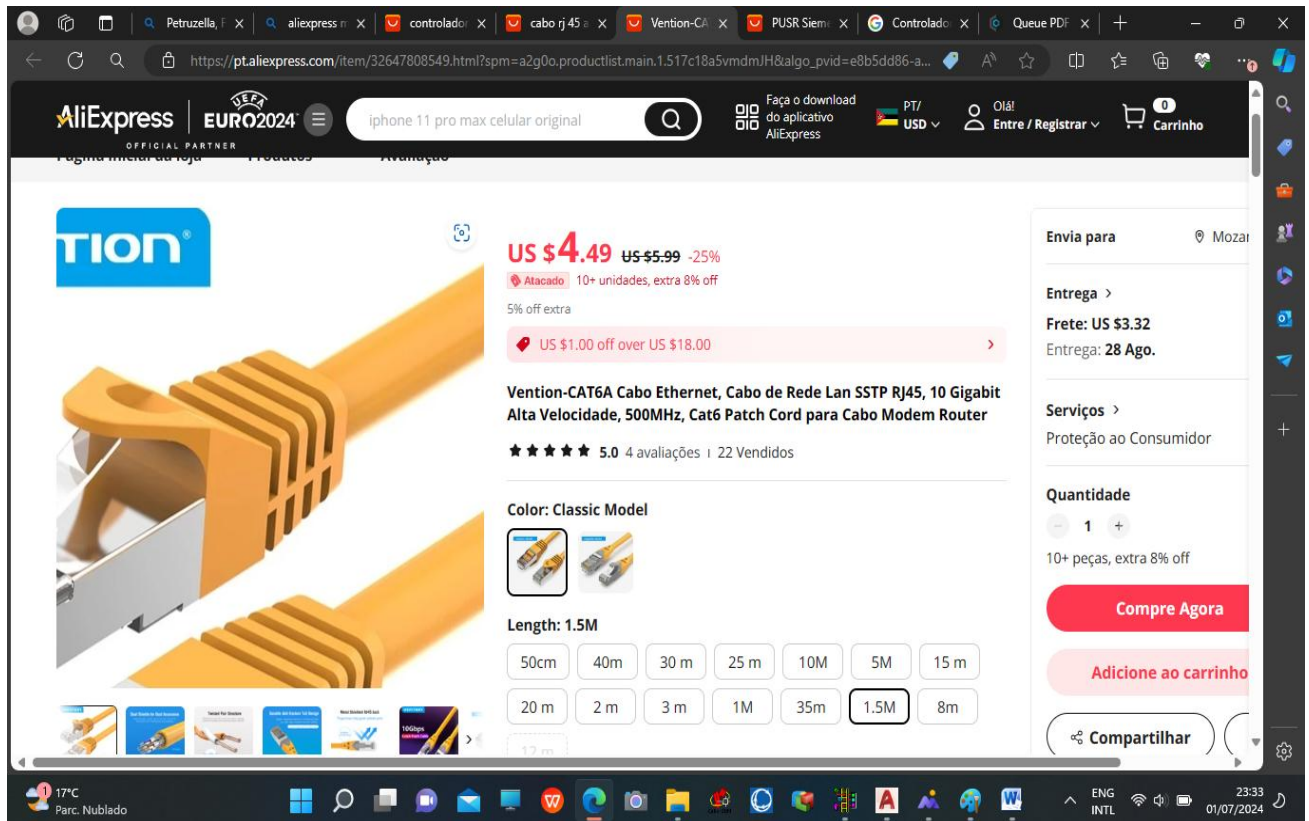


Imagem A7-22.1 Captura de ecrã de Preçário dos cabos RJ 45 (AliExpress)

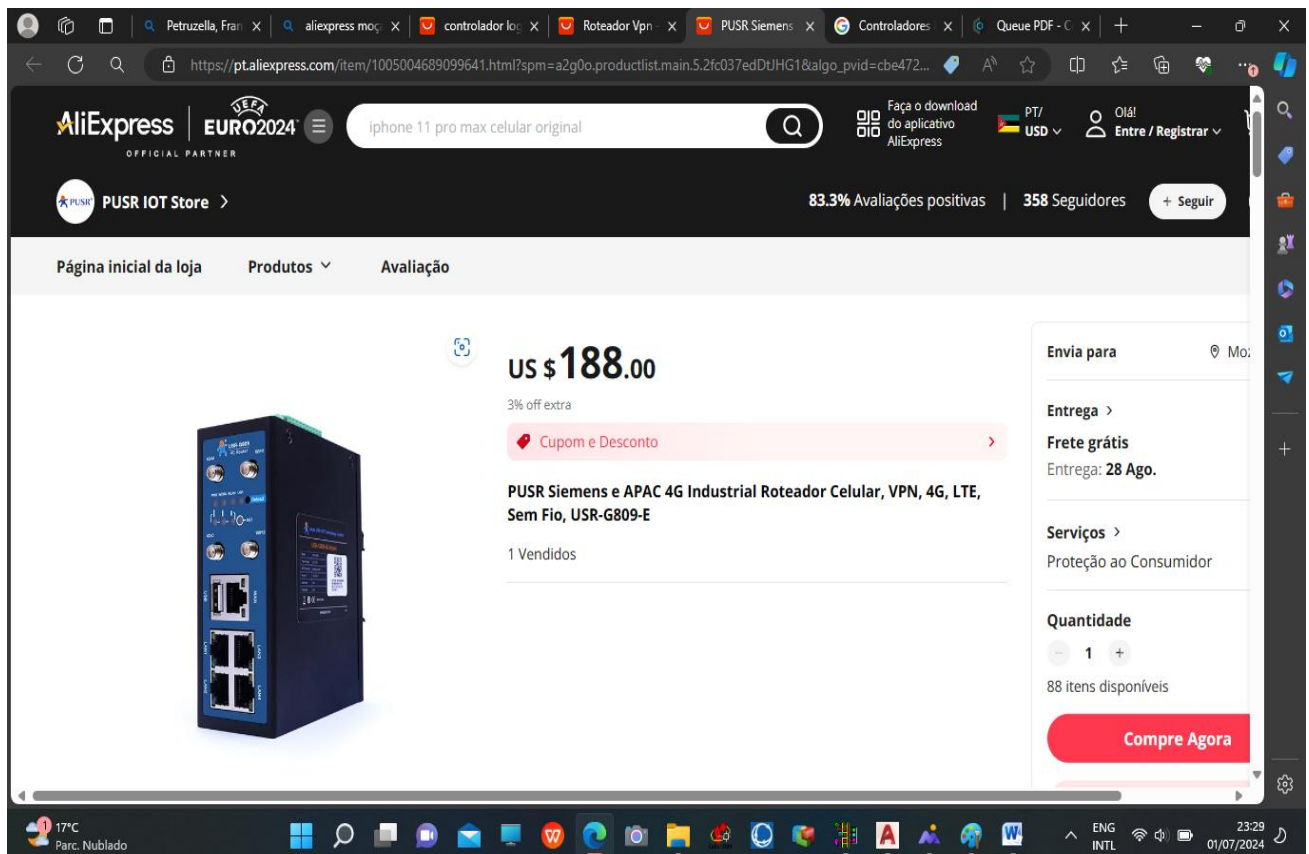


Imagem A 7-22. 2: Captura de ecrã de Preçário dos modem (AliExpress)

Anexo 7: Captura de ecrã de Preçoário dos roteador e RMUs (AliExpress)

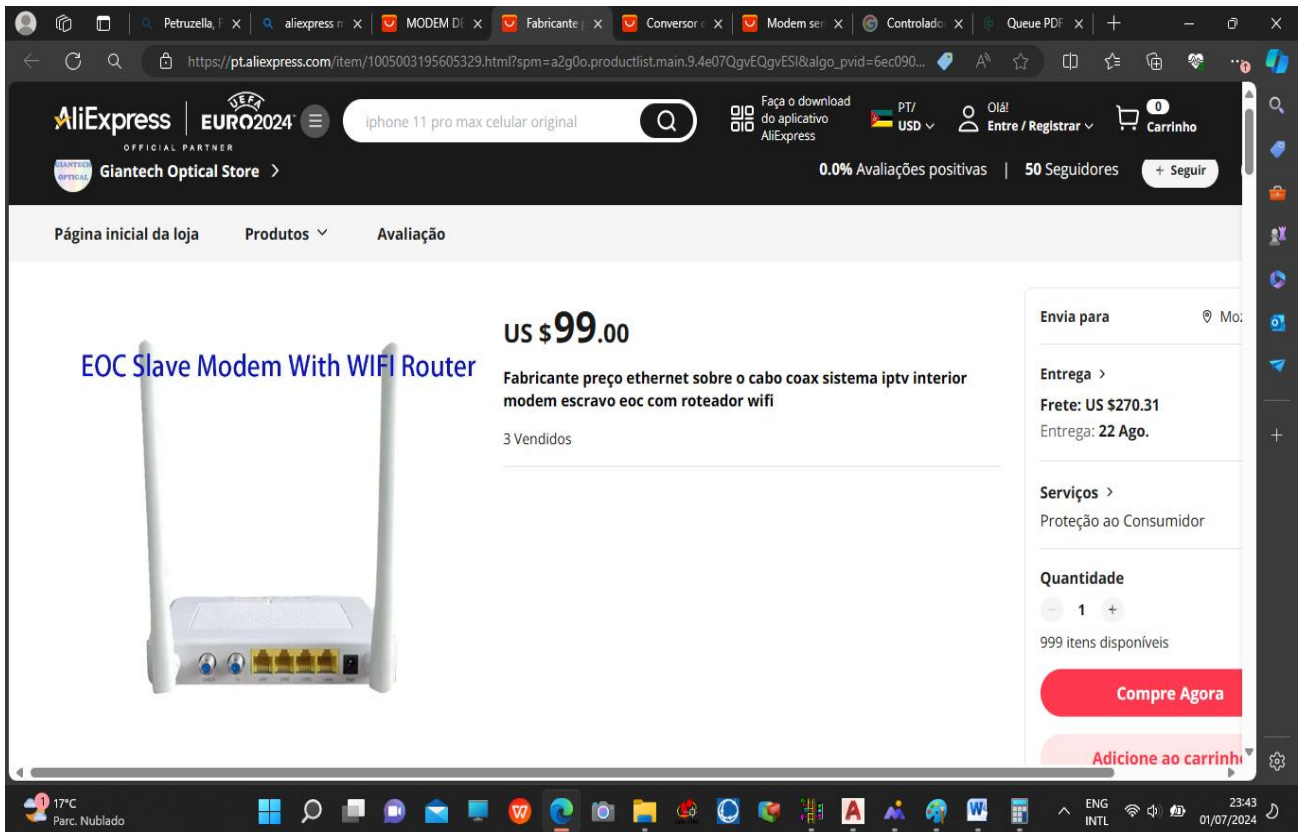


Imagem A 7-23.1 Captura de ecrã de Preçoário dos roteador (AliExpress)

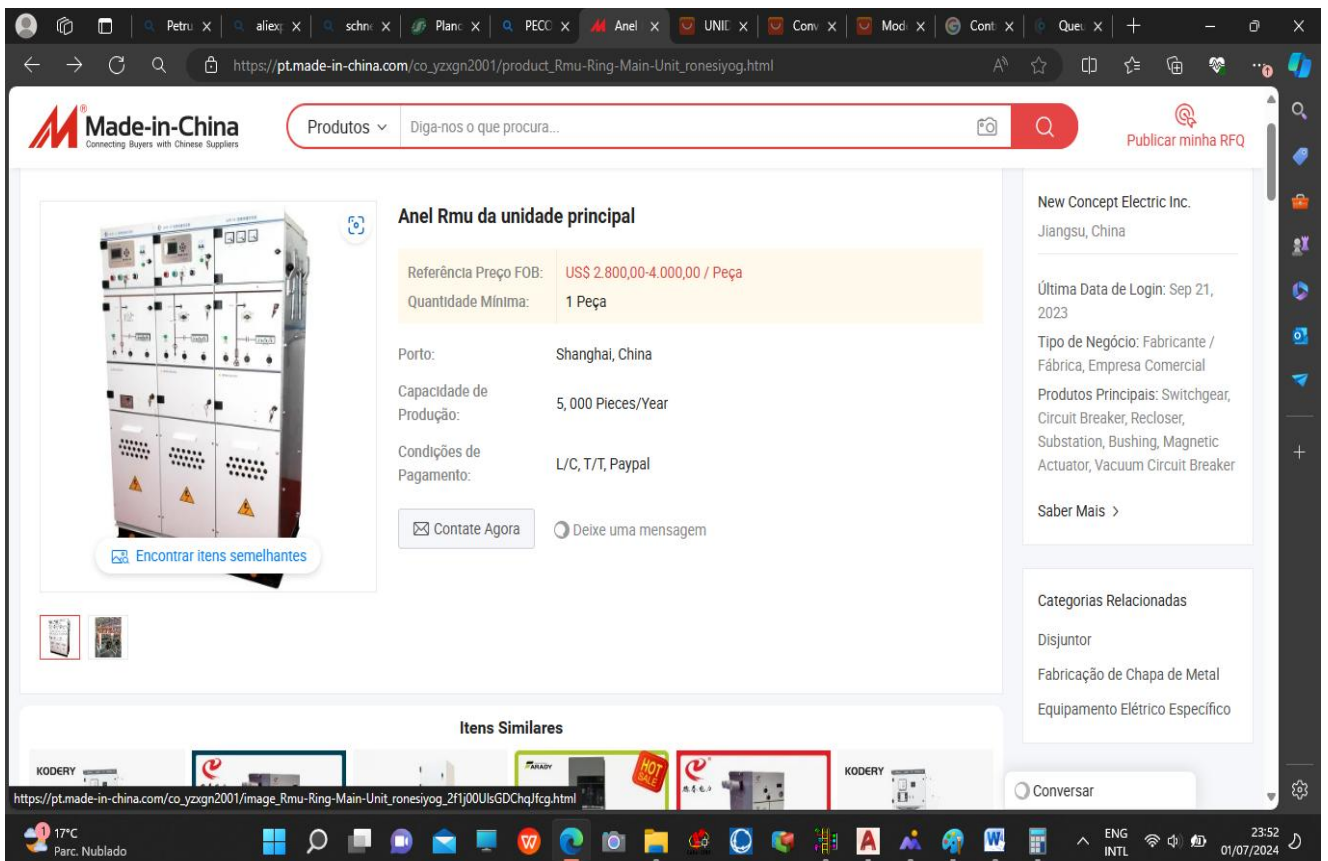


Imagem A 7-23.2: Captura de ecrã de Preçoário dos RMU (AliExpress)

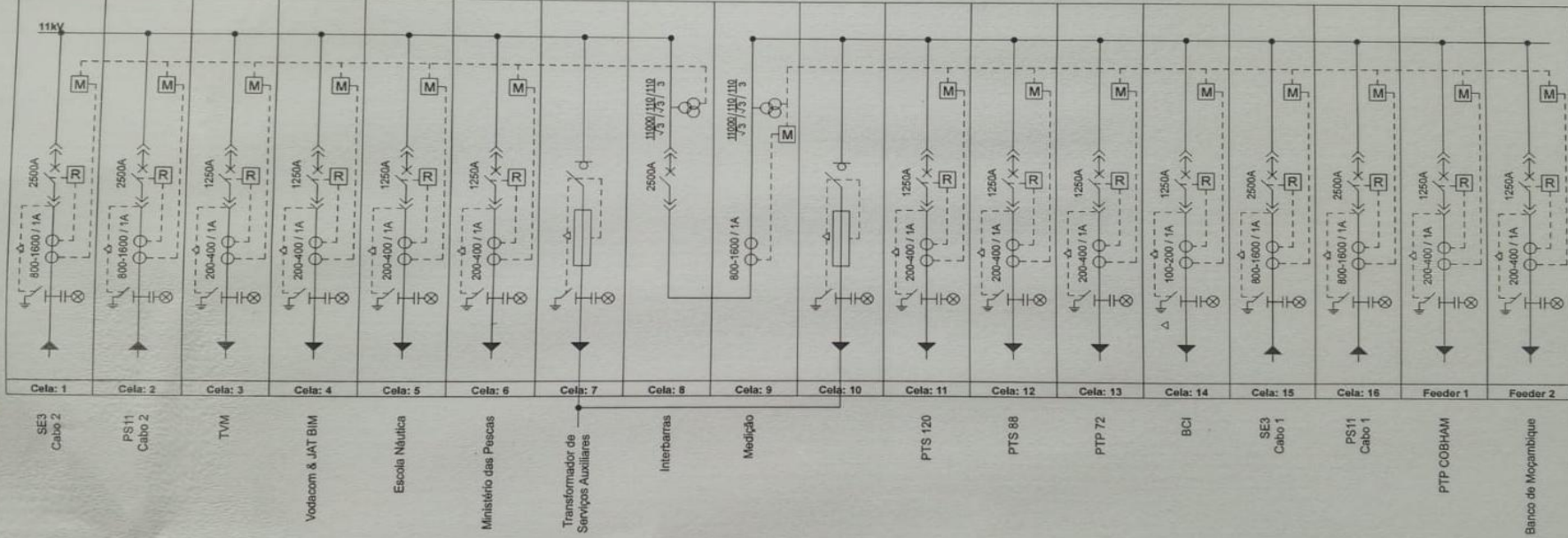
Anexo 8:
Diagrama unifilar do posto de seccionamento 14 (EDM)



DIRECÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO
DEPARTAMENTO DE SUBESTAÇÕES

Diagrama Unifilar Dos Painéis de Média Tensão Das Subestações Intermédias
PS 14

MERLIN GERIN | MCset



Observações | Legenda:
 Instrumento de Medição
 Relé de Protecção

Folha no.: 1 de 1	Título do Desenho: PS14 Diagrama Unifilar
Rev. 02	Escala: 1:100
Desenho: Narciso Nhanga	Projecto / Contrato: DID/DSE/2023SLDs
Verificação: Elcídio Pinho	Aprovação: Hodillo Palma Pinto

Anexo 9
TABELA 9 - 25 : RELATÓRIO DE PROGRESSO



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE
FACULDADE DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELETROTÉCNICA

RELATÓRIO DE PROGRESSO

Referência Do Tema: 2024ELEPPL02

data: 19/02/2024

#	DATA	ESTÁGIO (%)	OBSERVAÇÃO	RÚBRICA
1	15/03/24	30	<ul style="list-style-type: none">• Corrigir a pontuação do TAT e colocar a preto;	
			<ul style="list-style-type: none">• O plano de actividades deve iniciar em sua própria folha;	
			<ul style="list-style-type: none">• Retificar objectivos específicos.	
2	27/05/24	50	<ul style="list-style-type: none">• Retificar capa;	
			<ul style="list-style-type: none">• Retificar bibliografia;	
			<ul style="list-style-type: none">• Apresentar resumo;	
			<ul style="list-style-type: none">• Falar de sistema scada.	
3	17/06/24	90	<ul style="list-style-type: none">• Retificar a disposição do índice ;	
			<ul style="list-style-type: none">• Enumerar os temas;	
			<ul style="list-style-type: none">• Retificar paginação.	
4	24/06/24	98	pode avançar com as conclusões	

