

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
UNIDADE ACADÊMICA DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Cláudio Diego R. Maciel

Matrícula: 20311254

Relatório de Estágio Integrado Realizado na Proenge

Período de 13/06/2008 a 01/12/2008

Campina Grande - PB

Dezembro de 2008

CLÁUDIO DIEGO RODRIGUES MACIEL

**RELATÓRIO DE ESTÁGIO INTEGRADO REALIZADO NA
PROENGE -
PROJETOS E ENGENHARIA**

**Relatório apresentado ao
Curso de Engenharia Elétrica
como cumprimento às
exigências para a conclusão da
disciplina “Estágio Integrado”.
Área de concentração:
Eletrotécnica.**

Orientador – UFCG: Prof. Damásio Fernandes Júnior

Supervisor – Proenge: Eng. Isaac Florêncio Rodrigues de Oliveira



Biblioteca Setorial do CDSA. Fevereiro de 2021.

Sumé - PB

Campina Grande – PB

Dezembro de 2008

CLÁUDIO DIEGO RODRIGUES MACIEL

**RELATÓRIO DE ESTÁGIO INTEGRADO REALIZADO NA
PROENGE**

**Relatório apresentado ao
Curso de Engenharia Elétrica
como cumprimento às
exigências para a conclusão da
disciplina “Estágio Integrado”.
Área de concentração:
Eletrotécnica.**

Prof. Damásio Fernandes Júnior– UFCG

Eng. Isaac Florêncio Rodrigues de Oliveira – Proenge

Campina Grande – PB

Setembro de 2008

iii

Agradecimentos

Agradeço aos meus pais Cláudio Paulo Maciel e Maria de Lourdes Rodrigues Maciel que desde os primeiros anos de escola me incentivaram para os estudos, e aos demais familiares e amigos que apóiam e dão força para as nossas conquistas.

Agradeço aos meus colegas, em especial, Stênio, Daniel, Warner, Evanaska, Thiago Carvalho, Vitor Vale, Cícero, Wilker, que tanto mim ajudaram ao longo destes cinco anos mim incentivando nos momentos mais críticos do curso.

Ao professor Dr. Damásio Júnior, pela orientação do estágio, ajudando-me sempre que necessitei.

Aos funcionários da empresa PROENGE, que me acolheram de forma fraterna.

Aos diretores da empresa, o engenheiro eletricitista João Ribeiro e o engenheiro civil Reinaldo Lima, por terem confiado na indicação do meu nome para estagiar na empresa, e ao engenheiro eletricitista Edvaldo Araújo, que me indicou a PROENGE.

A Taciano, Ricardo e Ênio, os quais moraram comigo durante estes quase seis meses.

Agradeço ao gerente Rodolfo Neto por todo apoio a mim dado e as condições oferecidas para o desempenho das atividades.

Um agradecimento especial ao engenheiro eletricitista e o orientador do estágio Isaac Florêncio, profissional da mais alta competência que sempre se disponibilizou a me ajudar, nunca foi falho comigo, profissional ao qual eu agradeço pelo grande conhecimento adquirido durante todo o estágio.

“Cantar a beleza de ser um eterno aprendiz”

Gonzaguinha

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	Erro! Indicador não definido.
2. A PROENGE.....	2
2.1. Organograma da Empresa.....	3
1.2. Organograma do setor de obras.....	4
3. CURSOS REALIZADOS.....	5
2.1. QSMS.....	5
2.2. Primeiros Socorros.....	5
2.1. C-Base.....	6
2.2. NR-10.....	6
4. ATIVIDADES REALIZADAS.....	7
4.1. Parametrização dos Relés da Estação Coletora de Fazenda Malaquias (FMQ).....	7
4.1.1. Introdução.....	7
4.1.2. Revisão Teórica.....	8
4.1.2.1. Relés de Proteção.....	8
4.1.2.2. Relés de Sobrecorrente Temporizado.....	11
4.1.2.3. Relés de Sobrecorrente Instantâneo.....	12
4.1.2.4. Seletividade.....	13
4.1.3. Objetivos.....	14
4.1.4. Relés Parametrizados.....	14
4.1.5. Responsáveis pela execução do serviço.....	15
4.1.6. Diagrama Elétrico.....	15
4.1.7. Dados dos Motores, Cabos, Transformadores e Correntes de Faltas.....	15
4.1.8. Método para Parametrização.....	17
4.1.9. Considerações Técnicas.....	21
4.1.10. Conclusão.....	22
4.2. Medição da Resistência da Malha de Aterramento da Estação Coletora de Gás da Empresa Exeram em Aracati.....	22
4.2.1. Introdução.....	22
4.2.2. Revisão Teórica.....	23
4.2.2.1. Definição de Aterramento.....	23
4.2.2.2. Objetivos do Aterramento.....	23

4.2.2.3. Componentes	24
4.2.2.4. Esquemas de Aterramento	24
4.2.2.4.1. Esquema TNR	25
4.2.2.4.1. Esquemas TTN e TTS	26
4.2.2.4.1. Esquema ITN, ITS e ITR	27
4.2.3. Objetivos	28
4.2.4. Materiais Utilizados	29
4.2.5. Responsáveis pela execução do serviço	29
4.2.6. Método Utilizado	29
4.2.7. Resultados Obtidos	30
4.2.8. Considerações Técnicas	31
4.2.9. Constatação	32
4.3. Projeto de Instalação Elétrica do Abrigo do Operador da estação Coletora de Três Marias	Erro! Indicador não definido.
4.3.1. Introdução	Erro! Indicador não definido.
4.3.2. Planta Baixa	33
4.3.3 Levantamento da Carga de Iluminação	Erro! Indicador não definido.
4.3.4. Considerações para o Levantamento da Quantidade de Tomadas	34
4.3.5. Levantamento da Potência Mínima de Pontos de Tomadas de Uso Geral (PTUG's) e de uso específico (PTUE's)	Erro! Indicador não definido.
4.3.6. Cálculo da Potência Ativa Total Instalada	36
4.3.7. Tipo de Fornecimento	3Erro! Indicador não definido.
4.3.8. Quantidade de Circuitos	3Erro! Indicador não definido.
4.3.9. Corrente Elétrica de Cada Circuito	37
4.3.10. Distinção dos Circuitos	38
4.3.11. Potência do Circuito de Distribuição	39
4.3.12. Corrente Nominal do Circuito de Distribuição	40
4.3.13. Dimensionamento dos Codutores e Disjuntores	40
4.3.14. Dimensionamento do Disjuntor do Quadro do Medidor	41
4.3.15. Síntese da Instalação	42
4.3.16. Diagrama Elétrico	43
4.4. Dimensionamento dos Cabos do Barramento de 69 kV da Subestação de 69/13,8 kV de Canto Amaro	45
4.4.1. Introdução	4Erro! Indicador não definido.
4.4.2. Objetivos	45

4.4.3. Considerações Gerais	45
4.4.4. Corrente Nominal	45
4.4.5. Parâmetros	45
4.4.6. Cálculo das Amapacidades.....	46
4.4.6.1. Introdução.....	46
4.4.6.2. Desenvolvimento dos Cálculos	48
4.4.6.2.1. Correção da Temperatura	48
4.4.6.2.2. Cabos e Temperaturas	48
4.4.6.2.3. Desenvolvimento do cálculos.....	49
4.4.7. Seleção dos Cabos do Barramento	57
5- CONCLUSÃO	58
6- BIBLIOGRAFIA	58
ANEXO-I – Diagrama Unifilar da Subestação de Canto Amaro.....	59

1-Introdução

O estágio integrado, como forma de complementação da grade curricular do curso de graduação de engenharia elétrica da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), foi realizado na empresa PROENGE, em sua filial na cidade de Mossoró.

As atividades desempenhadas foram supervisionadas, pelos engenheiros eletricitas, Isaac Florêncio e Rodolfo Neto.

Os trabalhos executados tiveram ênfase na área de proteção de sistemas elétricos, como também na área de instalações elétricas, tanto predial quanto industrial. Foram desempenhadas atividades de manutenção das instalações elétricas e dispositivos, nas estações coletoras de petróleo e coletora de gás, da empresa Petrobrás, situadas no Rio Grande do Norte, mais precisamente na cidade de Mossoró e redonesa.

Não foi possível relatar todas as atividades realizadas, devido ao grande volume e diversificação, então optou-se em elencar as que mereciam mais destaques, que foram:

- Estudo de proteção e seletividade dos relés da Estação coletora de petróleo de Fazenda Malaquias (FMQ);
- Medição e análise da resistência da malha de aterramento da estação compressora de gás da empresa Exteram, situada na cidade de Aracati – CE;
- Projeto de instalações elétricas prediais da sala do operador da estação coletora de petróleo de Três Marias (TM);
- Dimensionamento dos cabos do barramento de 69 kV da subestação de Alto da Pedra.

Algumas destas atividades foram realizadas mais de uma vez, porém apresentando o mesmo escopo, então, preferiu-se optar por uma atividade e detalhá-la. Por exemplo, o estudo de proteção e seletividade dos relés, também foi realizado para a estação de injeção de água de EIA-AP; a medição e análise da resistência da malha de aterramento também foram feitas, para estação de Brejinho (BRJ), estação da Baixa do Algodão (BAL), Estação de Fazenda Malaquias, entre outras.

2-A PROENGE

A empresa PROENGE-PROJETOS E ENGENHARIA LTDA., constituída em 07 de fevereiro de 1987, situada na BR 230 – km 12,5 – estrada de Cabedelo – Cabedelo/PB – com filial fornecida em 22 de setembro de 1992, situada na Rua Vicente Leite, 444, planalto 13 de maio – Mossoró/RN – onde foi realizado o estágio, atua na área de incorporação e construção de empreendimentos imobiliários, e construção de obras civis e elétricas para clientes particulares e públicos.

Recentemente a empresa foi indicada para receber a certificação da ISO 9001:2000 – Sistema de qualidade de gestão – e a ISO 14001:2004 – Sistema de gestão ambiental. Para conseguir tal finalidade, a empresa desenvolveu um programa um sistema de gestão integrada, contendo os seguintes escopos:

- Construção de obras de edificação;
- Construção de obras de saneamento urbano, incluindo sistemas de drenagem e esgotamento sanitário;
- Construção de subestações;
- Construção e montagem de instalações elétricas industriais, automação e instrumentação.

O principal cliente da empresa na região de Mossoró é a empresa estatal PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S/A.

A PROENGE tem como principais obras, projetos oriundos da PETROBRAS. Todos obtidos através de licitações. Os serviços são de ordem civil, mecânico, elétrico, instrumentação e automação. Entre os principais estão:

- Eletrificação de poços;
- Montagem das estações coletoras de petróleo;
- Manutenção das estações;
- Construção e modernização de pontos de entrega de Gás;
- Construção de Subestações de 69/13,8 kV;
- Obras civis de médio porte.

Outra obra importante da empresa na cidade de Mossoró é a construção de um residencial vertical de 28 pavimentos, denominado PORTO ASTÚRIAS.

2.1 - Organograma da Empresa

A Figura 1 representa a estrutura hierárquica da empresa PROENGE.

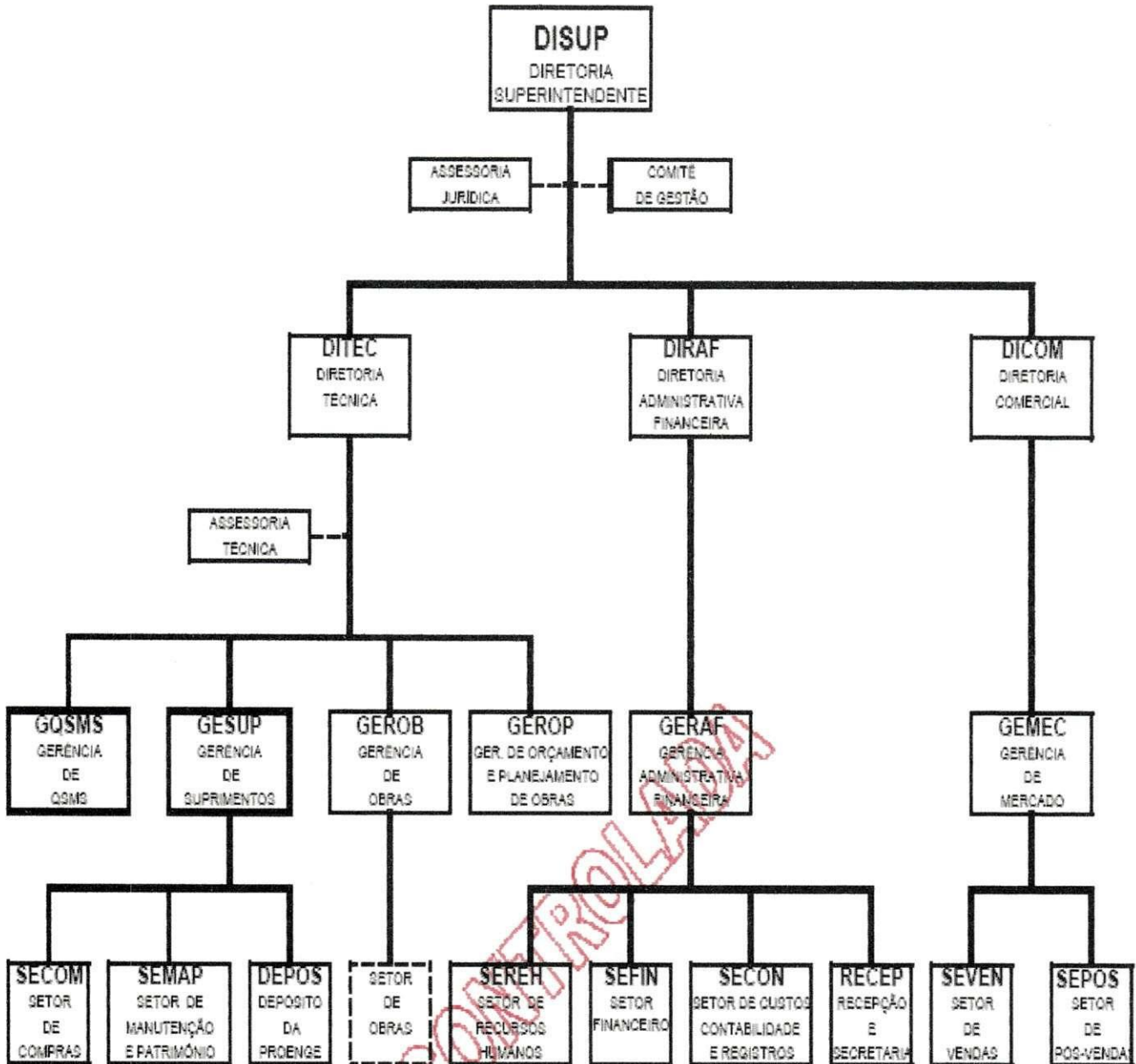


Figura 1 - Fonte – Manual do SGI da empresa PROENGE.

2.2 - Organograma do setor de obras

A Figura 2 apresenta toda estrutura da empresa no setor de obras. Este organograma pode ser modificado dependendo do tipo de obra.

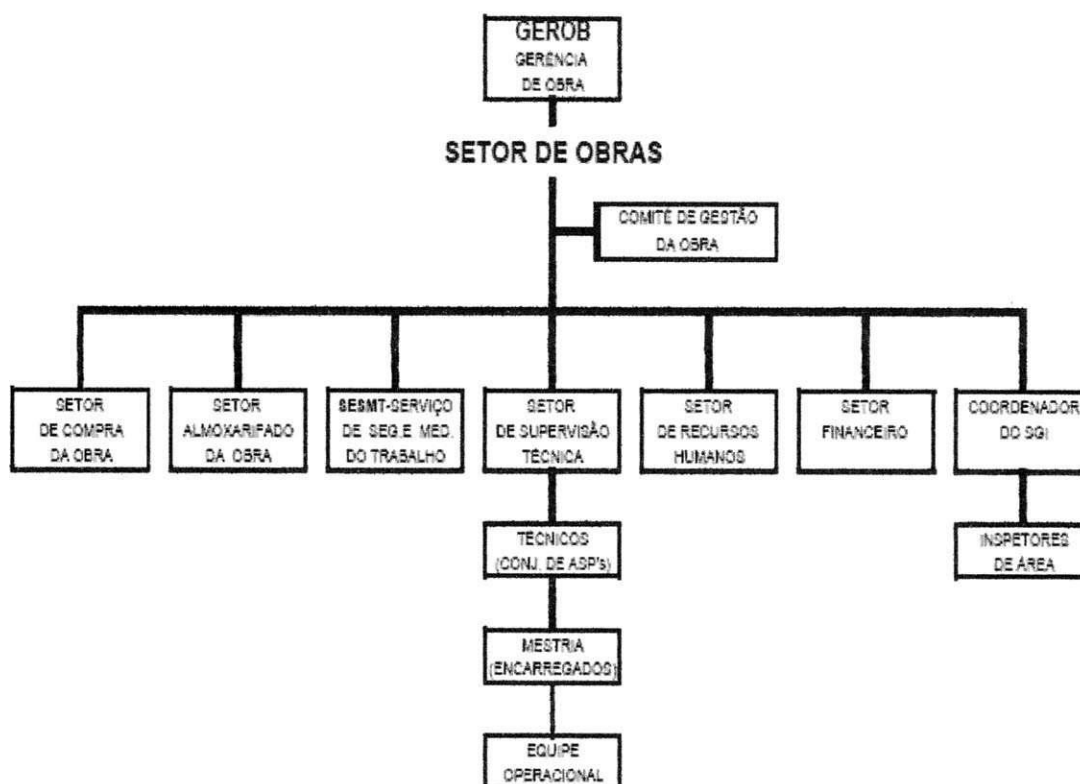


Figura 2 - Fonte – Manual do SGI da empresa PROENGE.

3 – Cursos realizados

Durante o período de estágio realizado na empresa PROENGE - Projetos e Engenharia foram realizados quatro cursos:

- QSMS
- Primeiros socorros
- C-base
- NR -10

3.1 – QSMS (Qualidade em saúde, meio ambiente e segurança)

Carga horária: 16 h

Local: SENAI – RN Mossoró

Período: 14/06/2008 a 15/06/2008

Descrição:

O curso de QSMS abrange os temas de segurança de trabalho, saúde e meio ambiente.

O principal objetivo do curso é a conscientização do trabalhador sobre os temas citados, expondo a importância de cada para a própria pessoa, a empresa e o planeta.

Para trabalhar na “área Petrobrás” é necessária a realização do curso de QSMS, sem este o trabalhador fica impedido de desempenhar suas funções nos locais de obras.

3.2 – Primeiros socorros

Carga horária: 8 h

Local: SENAI – RN Mossoró

Período: 21/06/2008

Descrição:

No dia 26/08/2008 foi realizado o curso de primeiros socorros, que possui como finalidade ensinar e orientar os funcionários da empresa a agir em situações de acidentes, tanto no local de trabalho quanto na vida pessoal.

3.3 – C-Base

Carga horária: 8 h

Local: Nutec – RN Mossoró

Período: 18/06/2008

Descrição:

Curso Realizado na Nutec, no qual visa um treinamento de combate a incêndio, usando como escopo o curso oferecido a brigadas.

O C-Base faz parte do grupo de cursos que são obrigados a todos que irão desempenhar atividades na área Petrobrás.

3.4 – NR-10

Carga horária: 24 h

Local: PROENGE – RN Alto do Rodrigues

Período: 10/07/2008 – 17/07/2008 – 24/07/2008

Descrição:

Curso oferecido pela empresa PROENGE na sua filial na cidade Alto do Rodrigues.

A NR-10 é uma norma regulamentadora, que expõe os procedimentos de segurança na realiação de serviços que envolvam eletricidade.

Hoje esta norma é bastante difundida pelas empresas, visto a grande preocupação, destas com a segurança dos trabalhadores.

4 - Atividades realizadas

4.1- Parametrização dos relés da estação coletora de petróleo Fazenda Malaquias (FMQ)

4.1.1 – Introdução

Uma das principais atividades desenvolvidas no período de estágio foi à parametrização dos relés da estação coletora de petróleo Fazenda Malaquias (FMQ). Esta opera juntamente com outra estação: Três Marias (TM).

De forma simplificada, as duas estações funcionam em conjunto da seguinte maneira: Três Marias retira água da terra através do poço cacimba e encaminha esta para Fazenda Malaquias. FMQ injeta o líquido recebido no poço de petróleo facilitando a extração deste através da UB (unidade bombadora). O seguinte passo é o transporte da mistura água+petróleo para TM, onde a mistura é separada e os componentes são armazenados em tanques separados. A Figura 3 representa tanques de armazenamento de petróleo.



Figura 3 – Tanques de armazenamento de petróleo – foto da estação de brejinho.

Antes será feita uma breve revisão teórica sobre os relés.

4.1.2 – Revisão teórica

4.1.2.1 – Relés de proteção

Relés são dispositivos que detectam condições anormais de operação do sistema elétrico e que desencadeiam ações, no menor tempo possível, com objetivo de normalizar o sistema ou retirar de operação parte do circuito que apresente condições anormais de operação.

Logo, um relé de proteção deve ter como função principal o diagnóstico correto do problema, uma resposta rápida e que cause o menor distúrbio possível no sistema elétrico.

Além disso, os relés têm como função secundária, promover a indicação da localização e do tipo de defeito, visando a mais rápida reparação e possibilidade de análise da eficiência e características de mitigação da proteção adotada.

Considerando inicialmente que relés protegem o sistema contra curto-circuito, definem-se dois grupos de relés: o primeiro grupo chamado de relés primários ou principais, e o segundo, chamado de backup ou de retaguarda. Os relés principais são os primeiros a agir, objetivando a eliminação do curto-circuito, enquanto que os de backup somente agem em caso de falha dos relés primários.

Figura 4 apresenta uma representação de um circuito de potência. Observa-se que os disjuntores, que são acionados por relés, estão localizados na conexão de qualquer dispositivo de potência ou na interligação entre estes. Outra observação que pode ser feita é que uma zona de proteção é estabelecida em volta de qualquer dispositivo e há também uma superposição de zonas, em torno dos disjuntores, visando ao socorro em caso de falha da proteção principal. Isto representa que se ocorrer alguma falta dentro de uma determinada zona de proteção, todos os disjuntores dentro desta zona serão acionados.

Os dispositivos de proteção de retaguarda, normalmente, são utilizados somente para proteção contra curto-circuito, pois este é o tipo preponderante de falhas elétricas em sistemas de potência, aumentando, assim, a possibilidade de falha no sistema de proteção primário. A experiência mostra que o uso de relés de retaguarda para outra finalidade além da proteção contra curto-circuito não é economicamente justificável.

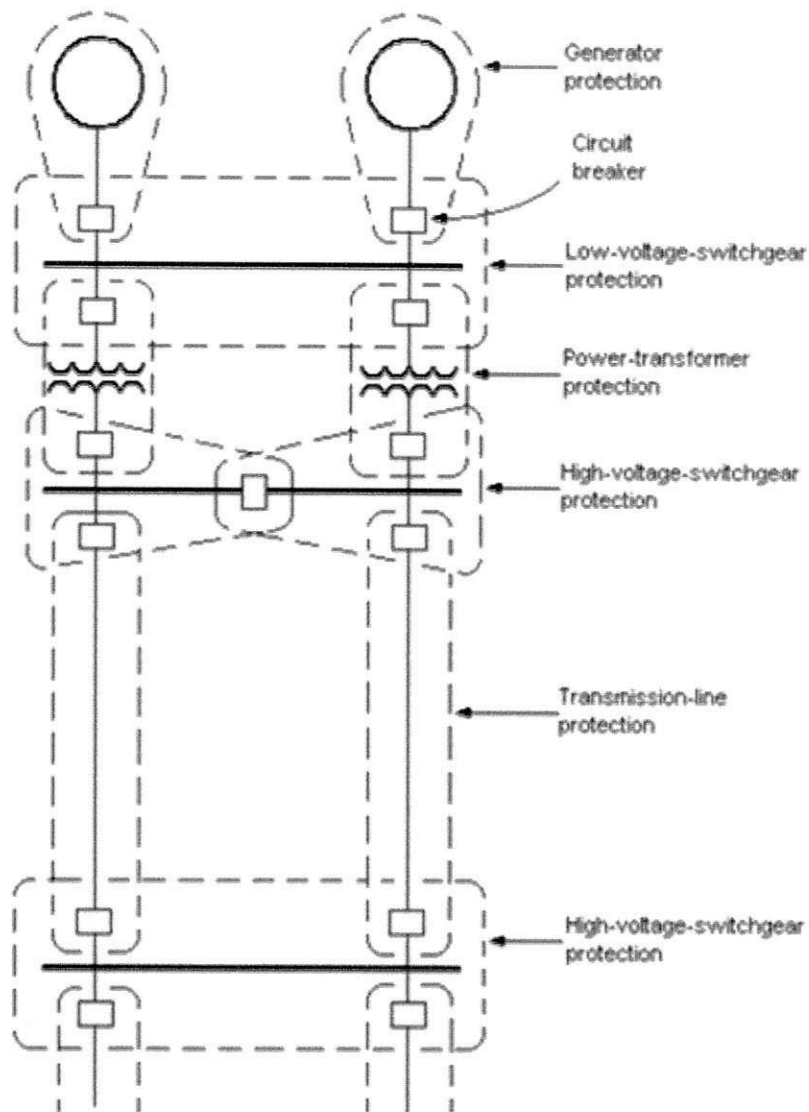


Figura 4 – Zonas de proteção.

Fonte: Mason (1997)

Os relés, então, são capazes de avaliar uma ampla variedade de parâmetros para estabelecer que tipo de ação corretiva seja requerido, para poder atuar em função de uma falta ou de uma condição de operação anormal. O parâmetro mais comum que reflete a presença de faltas são variações de tensões e correntes nos terminais do equipamento protegido ou da zona de proteção. O principal problema nos equipamentos de proteção é a definição das quantidades que diferenciam uma condição normal de operação de uma anormal, ou seja, a real detecção de uma falta.

Em geral, quando as faltas ocorrem, correntes de grande magnitude aparecem e os valores de tensão decaem. Entretanto, não são somente estas grandezas que sofrem variações, mas também a

frequência do sistema, a potência ativa e reativa, os ângulos dos fasores de tensão e corrente, componentes harmônicas, etc. A função do relé é detectar as mudanças nestas grandezas e reconhecer quais estão dentro de sua zona de proteção.

O mais simples dos princípios de operação de um relé é o nível de detecção. Para todos os valores superiores a este nível, no caso de corrente, o relé irá atuar. Esta atuação, normalmente, é um comando sobre um disjuntor ou um alarme sonoro para que um operador possa intervir e tomar alguma decisão.

Para saber qual o nível de detecção a ser utilizado em um relé, deve-se conhecer a corrente máxima de operação sob aquele dispositivo. Considerando uma margem de segurança, qualquer corrente acima desta margem deve ser analisada como uma falta ou uma condição anormal.

Este nível de detecção é conhecido como ajuste de pick-up do relé. Ainda no caso de relés de corrente, atingido este valor de pick-up o relé irá atuar. Entretanto, para valores menores, o relé não terá atuação nenhuma. No caso de relés de subtensão, o relé somente irá atuar para valores menores que o valor de pick-up.

A característica de operação de um relé de sobrecorrente é uma curva de tempo de atuação versus corrente. Um exemplo de curva é mostrado na Figura 5 e pode-se observar que quanto maior for a corrente, menor será o tempo de atuação do relé. Para correntes abaixo da corrente de 1,0 PU (valor normalizado), o tempo de atuação é infinito e, para correntes maiores que 1,0 PU, o relé pode atuar dependendo da corrente de pick-up.

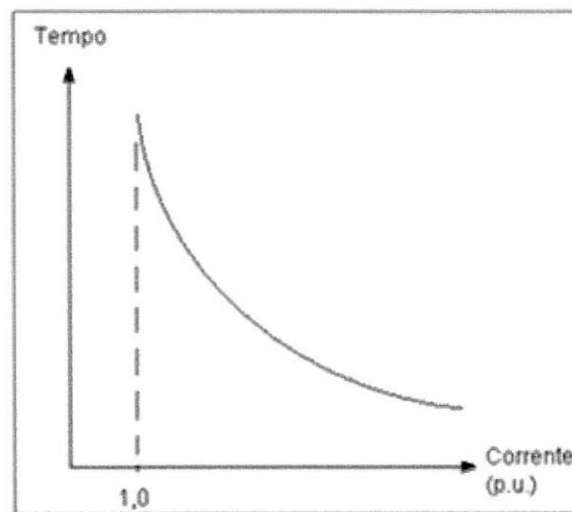


Figura 5 - Característica de um nível de detecção de um relé de sobrecorrente.
Fonte: Horowitz (1995)

4.1.2.2 – Relés de sobrecorrentes temporizados

A principal aplicação de relés de sobrecorrente temporizado é em sistemas radiais, onde estes fornecem tanto proteção para as fases quanto para a terra.

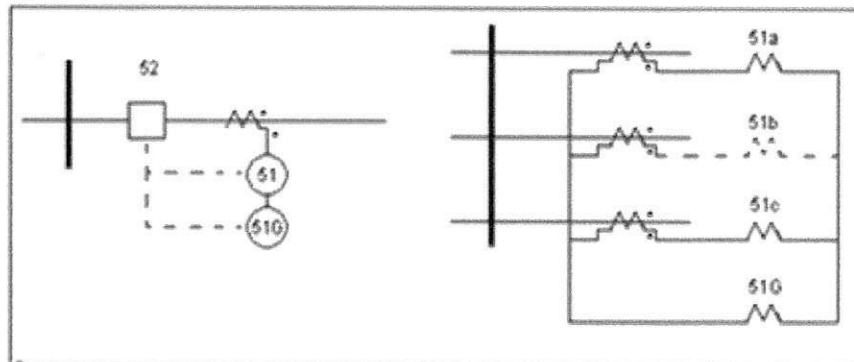


Figura 6 - Relés de Sobrecorrente. Representação Unifilar; Diagrama Trifásico.
Fonte: HOROWITZ (1995)

Um complemento básico de um relé de sobrecorrente temporizado pode ser um relé de duas fases e de terra. Esta forma protege contra qualquer combinação de faltas de fase e a terra. Entretanto, não apresenta nenhum tipo de redundância. Adicionando o terceiro relé, 51b no exemplo da Figura 6, tem-se uma proteção completa, pois caso venha a falhar um dos relés, haverá outro que detectará a corrente de falta.

A numeração apresentada na Figura 6 é a adotada pela American National Standart Institute (ANSI). A numeração 51 significa relé de sobrecorrente temporizado e 52 é um disjuntor de corrente alternada. A letra G, adicionada à numeração, significa proteção de terra.

Há dois tipos de ajuste que são realizados em relés de sobrecorrente temporizado: o valor de pick-up e o tempo de atraso.

O ajuste de pick-up tem como objetivo proteger o sistema, na sua zona de proteção, contra todos os tipos de curto-circuito. Entretanto, o valor de pick-up deve ser superior a corrente máxima de operação, caso contrário, o relé poderá atuar indevidamente. Deve ser então considerada uma margem de segurança para o ajuste deste valor. Normalmente, é utilizada até duas vezes a corrente máxima de operação. Como o objetivo do relé de sobrecorrente é a proteção contra curto-circuito, o valor da corrente de pick-up deve ser inferior à menor corrente de falta. A menor corrente de falta é quando ocorre uma falta monofásica a terra. De acordo com algumas pesquisas, podemos definir um intervalo para a corrente de pick-up, como sendo:

$$(1-1,5)I_{m\acute{a}x} \times I_o \times \frac{I_{cc\ min}}{(1-1,5)}$$

Onde $I_{m\acute{a}x}$ é a máxima corrente de operação e $I_{cc\ min}$ é a mínima corrente de curto-circuito.

O ajuste de pick-up é o primeiro ajuste a ser realizado, considerando a corrente máxima de operação e a mínima de curto-circuito no primário do TC. Através da relação de transformação do TC, a corrente do secundário é calculada.

A característica do tempo de atraso do relé é um parâmetro independente que pode ser obtido de várias formas, dependendo do modelo do relé. Em relés eletromecânicos, com discos de indução, este tempo de atraso é realizado através do movimento do contato relativo em relação a um contato fixo. Quanto mais longe estiver este contato relativo, maior será o tempo de atraso para a atuação do relé. Há, então, um ajuste da posição relativa, que vai de 0,5 a 10. Quanto maior for a amplitude de corrente, maior será a velocidade do disco de indução, e, portanto, menor será o tempo de atuação. Essa é a chamada curva inversa temporizada. Em relés digitais, o tempo de atraso é estabelecido através do uso de algoritmos com clocks internos.

O objetivo do ajuste do tempo de atraso é estabelecer a coordenação entre os relés. Uma família de curvas pode ser estipulada para dois ou mais relés, detectando a mesma falta, mas podendo operar em tempos de diferentes.

Um relé de terra deve detectar todas as faltas fase-terra dentro de sua zona de proteção, mediante condições que garantam a mínima corrente de falta. Desta forma, é de grande importância o cálculo da corrente de terra, através da corrente de sequência zero. Normalmente, a corrente de terra não é maior que 10% da corrente máxima de operação.

4.1.2.3 – Relés de sobrecorrentes instantâneo

O termo instantâneo significa que não há intenção de atraso na atuação do relé e é aplicado para relés que operam em um tempo mínimo, normalmente em torno de 100 milissegundos. Frequentemente, um relé de sobrecorrente instantâneo e um temporizado são fornecidos juntos, pois as duas funções são requeridas em conjunto. Essas funções são ajustadas independentemente, mas são atuadas pela mesma variável.

O princípio de atuação deste tipo de relé é o mesmo que o do temporizado, entretanto, a atuação é instantânea. A principal aplicação do relé de sobrecorrente instantâneo é fornecer um apoio ao relé de sobrecorrente temporizado. Na Figura 7, observa-se que quanto maior a proximidade com a fonte de energia, maior é o tempo de atuação dos relés de sobrecorrente temporizados. Entretanto, quanto maior esta proximidade, maior é a corrente de falta, visto que a

impedância de Thévenin no ponto de falta é menor. Isso seria, então, um problema, caso não fosse utilizado um relé de sobrecorrente instantâneo.

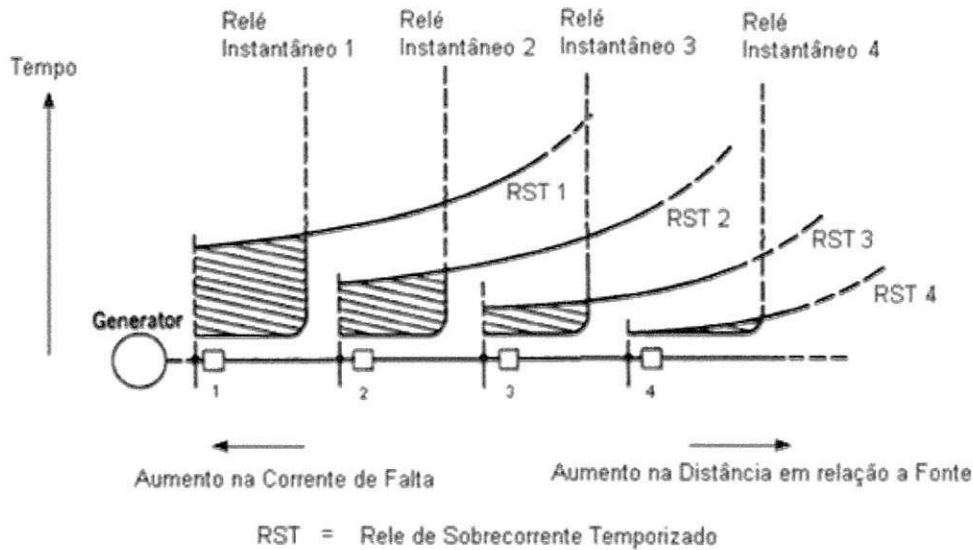


Figura 7: Aplicação do Relé de Sobrecorrente Instantâneo.
Fonte: HOROWITZ (1995)

Este dispositivo de proteção é ajustado para detectar todos os tipos de falta neste trecho e desconsidera a faltas em outros pontos ou outras barras.

4.1.2.4 – Seletividade

Um sistema elétrico deve apresentar diversos dispositivos de proteção, estrategicamente posicionados, destinados a protegê-lo de forma efetiva e segura, contra qualquer tipo de defeito ou condição anormal.

Esses dispositivos de proteção não atuam independentemente. Na verdade, suas características de operação devem guardar entre si uma determinada relação, de modo que uma anormalidade possa ser isolada e removida do circuito sem que o restante do sistema seja afetado. Seletividade é, portanto, a capacidade de dois dispositivos não operarem simultaneamente para uma falta ou defeito dentro da intersecção das zonas de proteção. O dispositivo de proteção mais próximo a falta deve atuar antes do dispositivo de retaguarda.

Entretanto, para que haja seletividade, é necessário que os equipamentos de proteção estejam coordenados entre si. Nessas condições, pode-se dizer que as finalidades da coordenação seriam:

- Isolar a parte defeituosa do sistema, tão próxima quanto possível de sua origem, evitando a propagação das conseqüências;
- Fazer o isolamento do sistema, no mais curto espaço de tempo, com o objetivo de redução de danos.

Coordenação significa dispor de dois ou mais destes dispositivos de proteção, em série, segundo certa ordem, de forma a atuarem em uma seqüência de operação pré-estabelecida. Percebe-se, então, que se houver uma boa coordenação, haverá, também, uma boa seletividade do sistema.

4.1.3 - Objetivos

A parametrização dos relés da estação coletora de Fazenda Malaquias (FMQ), tem como objetivo realizar a seletividade entre estes dispositivos de proteção. Seletividade é a capacidade de dois ou mais dispositivos não operarem simultaneamente para uma falta ou defeito dentro da intersecção das zonas de proteção. O dispositivo de proteção mais próximo da falta deve atuar antes do de retaguarda.

4.1.4 - Relés parametrizados

- 01 NULEC
- 03 SEPAM 1000 série XX
- 01 SEPAM 1000 série XV

A Figura 8 representa o relé SEPAM série XX.



Figura 8 – Relé Sepam 1000 série XX.

Fonte: Manual do relé (2007)

4.1.5 - Responsáveis pela execução do serviço

- 01 engenheiro electricista
- 01 estagiário de engenharia elétrica

4.1.6 - Diagrama elétrico

Utilizando o programa PTW é feito o diagrama elétrico, como indica a Figura 9.

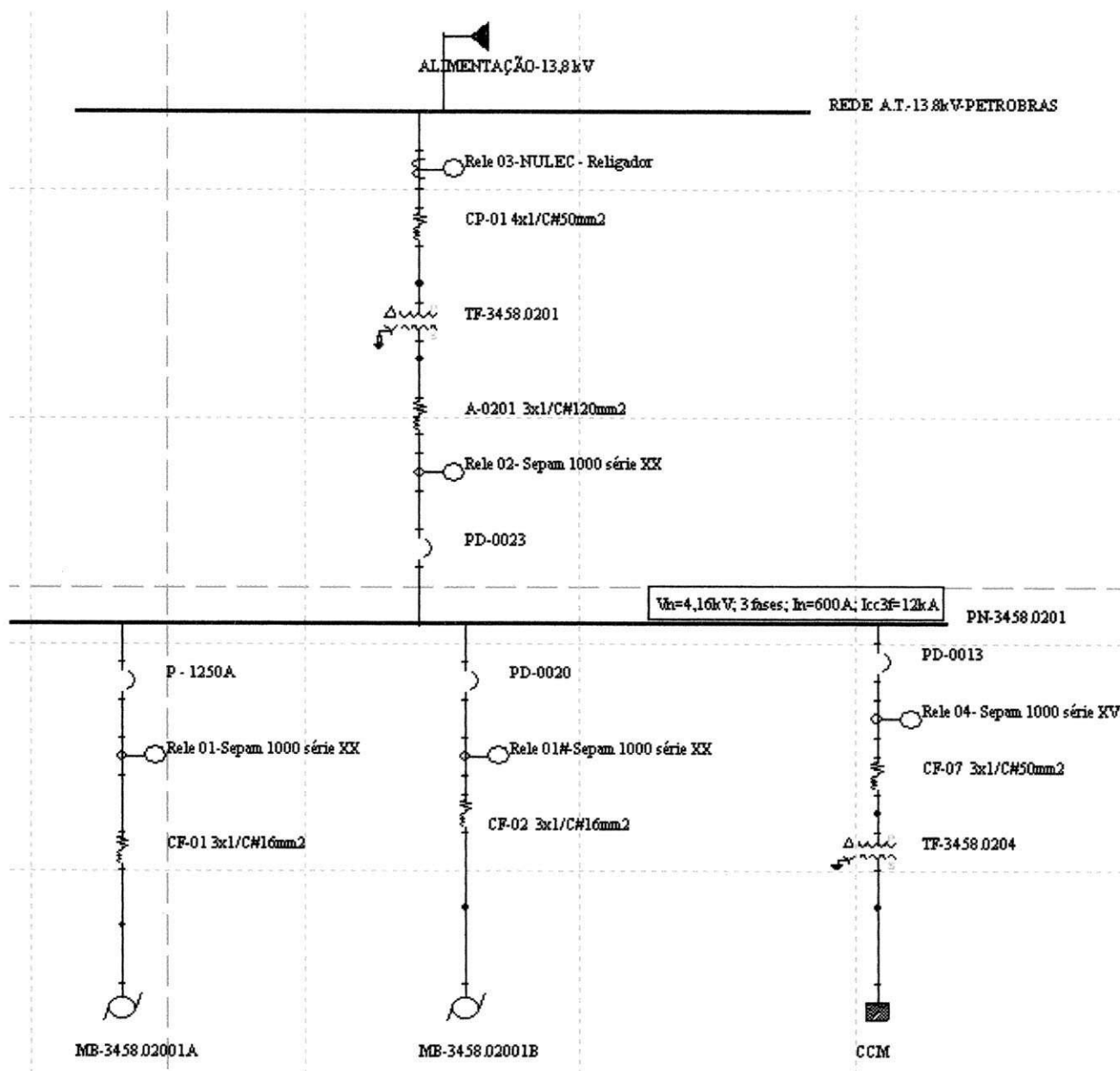


Figura 9 – Diagrama elétrico da estação FMQ

41.7 - Dados dos motores, cabos, transformadores e correntes de falta

Os dados dos motores, cabos, transformadores e correntes de falta estão expostos nas Tabelas 1, 2, 3 e 4, respectivamente.

Os valores das correntes de faltas foram obtidos através do programa PTW construindo o diagrama elétrico, já exposto anteriormente.

Os motores são WEGs e seus dados foram fornecidos pelo próprio fabricante.

➤ Motor

Potência (kVA)	408,89	Corrente nominal (A)	63,44
Número de pólos	2	Corrente de partida (A)	381,84
Tensão nominal	4000	Fator de serviço	1
Tempo de partida (s)	2,4	Tempo de rotor bloqueado (s)	17
Fator de potência a plena carga	0,9	Rendimento a plena carga (%)	0,94

Tabela 1 – Dados dos motores WEGs

➤ Cabos

	Cabos	Comprimento (m)	Secção (mm ²)
1	3x1x16	143	16
2	3x1x120	30	120
3	3x1x50	15	50
4	3x1x50	50	50

Tabela 2 – Dados dos cabos.

➤ *Transformadores*

Equipamento	Potência (kVA)	Impedância característica (Z%)	Corrente de in-rush (A)	Tensão no primário (kV)
Transformador 13,8/4,16 kV	2000	8	175,7	13,8
Transformador 4,16 kV/480 V	150	4,5	2206	4,16

Tabela 3 – Dados dos transformadores.

➤ *Correntes de falta*

Barra	Faltas		
	Icc 3F (A)	Icc 2F (kA)	Icc 1F (A)
480 V	3753	3250	795
4,16 kV	4123	3570	805

Tabela 4 – Dados das correntes de falta.

4.1.8. Método para parametrização

Para a seletividade entre os relés, o circuito foi dividido em duas situações:

- **Seletividade 1:** Entre o transformador 1, relés 1, 2 e 3 e o motor de 500 CV.
- **Seletividade 2:** Entre o transformador 2, relés 2, 3 e 4.

A seguir, encontra-se uma sucinta descrição dos critérios para a parametrização dos relés, como também os principais valores adotados para estes.

O relé 1 SEPAM 1000 Série XX protege o motor de 500 CV contra sobrecorrente. A relação do TC (RTC) é 150/5. A unidade temporizada é dimensionada para que impeça a circulação de uma corrente maior que a nominal do motor, levando em consideração o fator de serviço do próprio. Então a corrente mínima de atuação tem que ser um pouco maior do que a corrente nominal do motor e inferior ao menor nível de curto no trecho protegido. Portanto, um valor de 80 A é considerado satisfatório. A curva escolhida foi a longa inversa, pois esta é a mais apropriada para a proteção de motores, devido à corrente de partida deste. O multiplicador de corrente é 0,2, obtido

através do estudo realizado no programa PTW. Para o ajuste instantâneo, a corrente deve ser menor que a corrente de falta bifásica na barra de 4,16 kV e maior que a corrente de partida do motor, logo foi obtida um valor de 2200 A. Utilizando o programa PTW realizou-se a comparação entre a curva do motor e a do relé para estes parâmetros, percebendo que este não atua na partida do motor e o tempo de atuação do relé é menor que o de rotor bloqueado que é de 17 s, portanto garantindo a proteção do equipamento. A fim de garantir a não atuação do relé por corrente de In-rush na partida, aplica-se um atraso instantâneo de 50 ms. Para o relé que protege a outra bomba de 500 CV, adotou-se os mesmos critérios deste, conseqüentemente os mesmos dados, pois o dispositivo também é um SEPAM 1000 série XX.

O relé 2 SEPAM 1000 Série XX protege o barramento de 4,16 kV. A corrente nominal do barramento é de 600 A, assim a corrente de partida da unidade temporizada tem que ser menor que esta. O relé está localizado no secundário do transformador de 2 MVA, logo sua curva deve passar entre o ponto de corrente de in-rush e o da máxima corrente que o transformador pode suportar (técnica ANSI) por um determinado tempo, neste caso 2 segundos. A corrente de magnetização é de aproximadamente 2200 A e a corrente máxima suportável é 4210 A. Portanto, mediante as considerações, a corrente mínima de atuação da unidade temporizada foi dimensionada a partir do seguinte critério: $1,3 \times I_n < I_{ccmin}/1,3$, onde I_n é a corrente nominal do transformador no lado secundário. Então a corrente de acionamento da unidade temporizada de 360 A e a curva IEC normalmente inversa de multiplicador 0,6, foram escolhidas. A unidade instantânea foi definida para uma corrente de 3000 A, inferior a corrente de falta trifásica no barramento.

O relé 3 é um NULEC, que aciona um religador NULEC, programado para efetuar apenas um religamento, como mostrado na Figura 4. Este relé protege o primário do transformador 1. Para o acionamento da unidade temporizada, adotou-se o seguinte critério: $1,3 \times I_n < I_{ccmin}/1,3$, onde I_n é a corrente nominal do transformador no lado primário (83,7 A). Portanto a corrente mínima de atuação temporizada é de 114 A e a curva é a normalmente inversa de multiplicador unitário. Como não é de conhecimento os dados da corrente de falta na barra de 13,8 kV por parte da concessionária, foi considerada infinita a energia fornecida a esta. Para o ajuste instantâneo, foi considerada uma corrente menor do que o nível de curto no primário do transformador, no qual o valor teórico é de 1045,88 A. Então uma corrente de 1000 A foi considerada satisfatória.

Para garantir a seletividade, a curva deve passar 400 ms da curva do relé 1, de atuação instantânea. Um tempo definido de 100 ms foi aplicado. A figura a seguir expõe o religador e o relé NULEC.

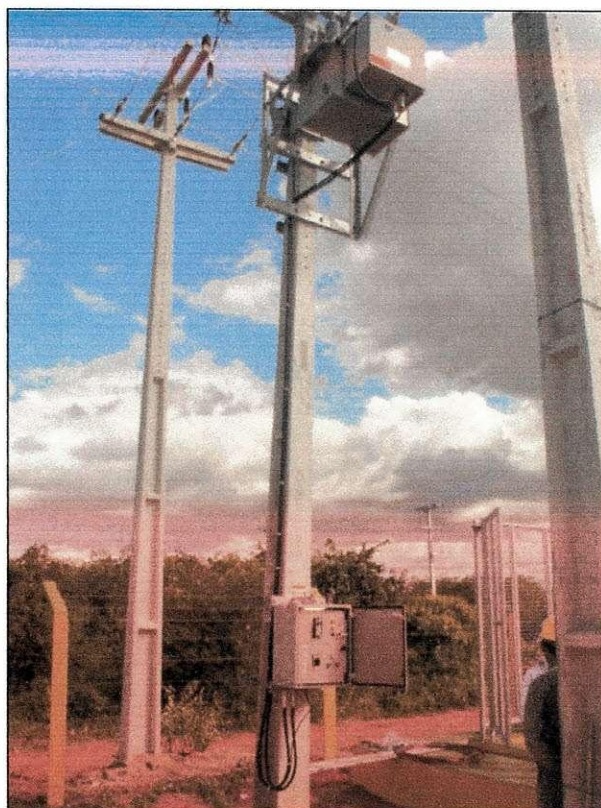


Figura 10 – Relé NULEC.

A Figura 11 explica graficamente a seletividade 1 dos relés. Analisando o gráfico podemos observar que, para uma sobrecorrente de 2,5 kA nos terminais do motor, o relé 1 atua com o pick-up instantâneo em 50 ms. Se falhar, o relé 2 atua num tempo de 2,42 s, caso contrário, o relé 3 atua por sobrecorrente em 3,65 s. Já para uma falta nos terminais do transformador 1, o relé 3 entrará em operação por sobrecorrente instantânea em 100 ms.

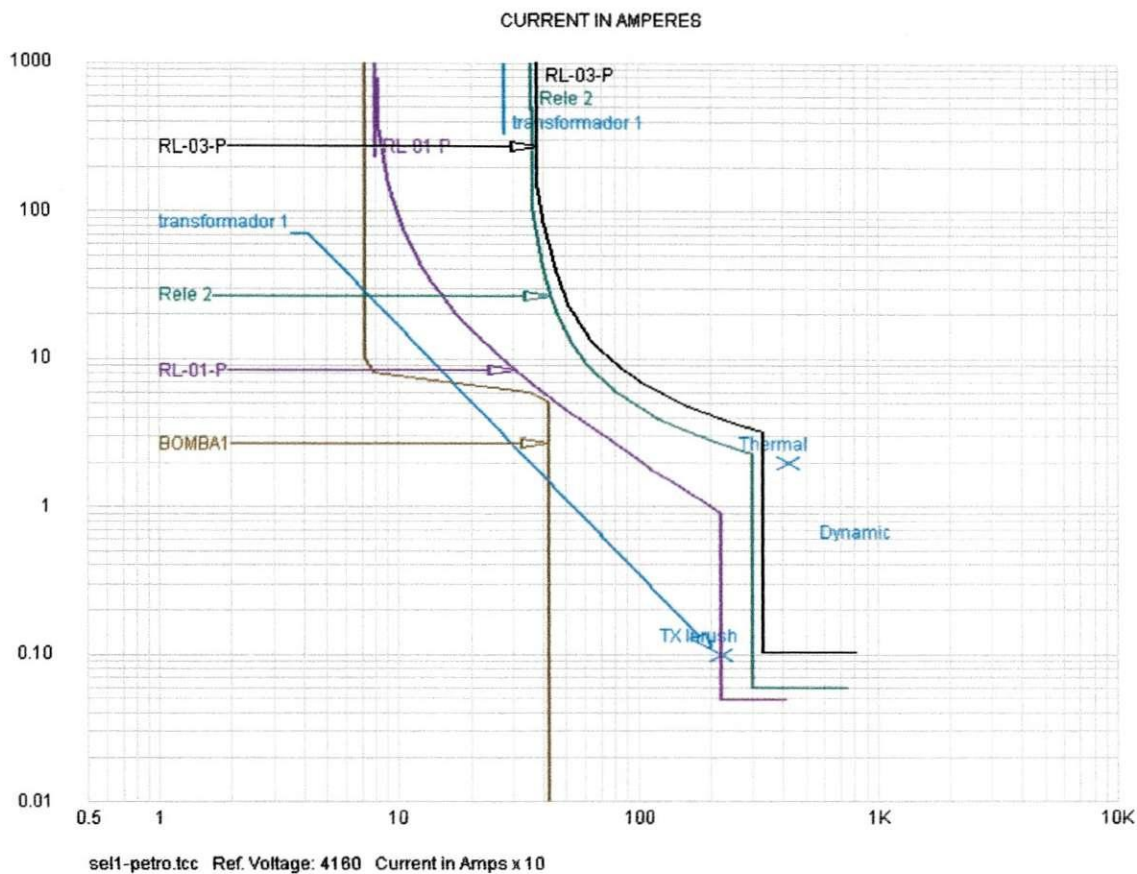


Figura 11 – Seletividade 1.

O relé 4 MERLIN GERIN SEPAN serie XV possui como função proteger o transformador de 150 kV. A corrente nominal do trafo (I_n) é de 22 A, então dimensionamos o acionamento da unidade temporizada para uma corrente um pouco superior a 1,3 vezes I_n , logo consideramos um valor de 28,6 A. A curva escolhida foi a normalmente inversa com valor de TMS igual a 0,6. A corrente instantânea é de 300 A (Inferior a de curto-circuito trifásica no primário do trafo). Aplicamos um atraso de 50 ms afim de impedir que o relé atue para a corrente magnetização do motor.

A Figura 12 representa a seletividade 2 dos relés.

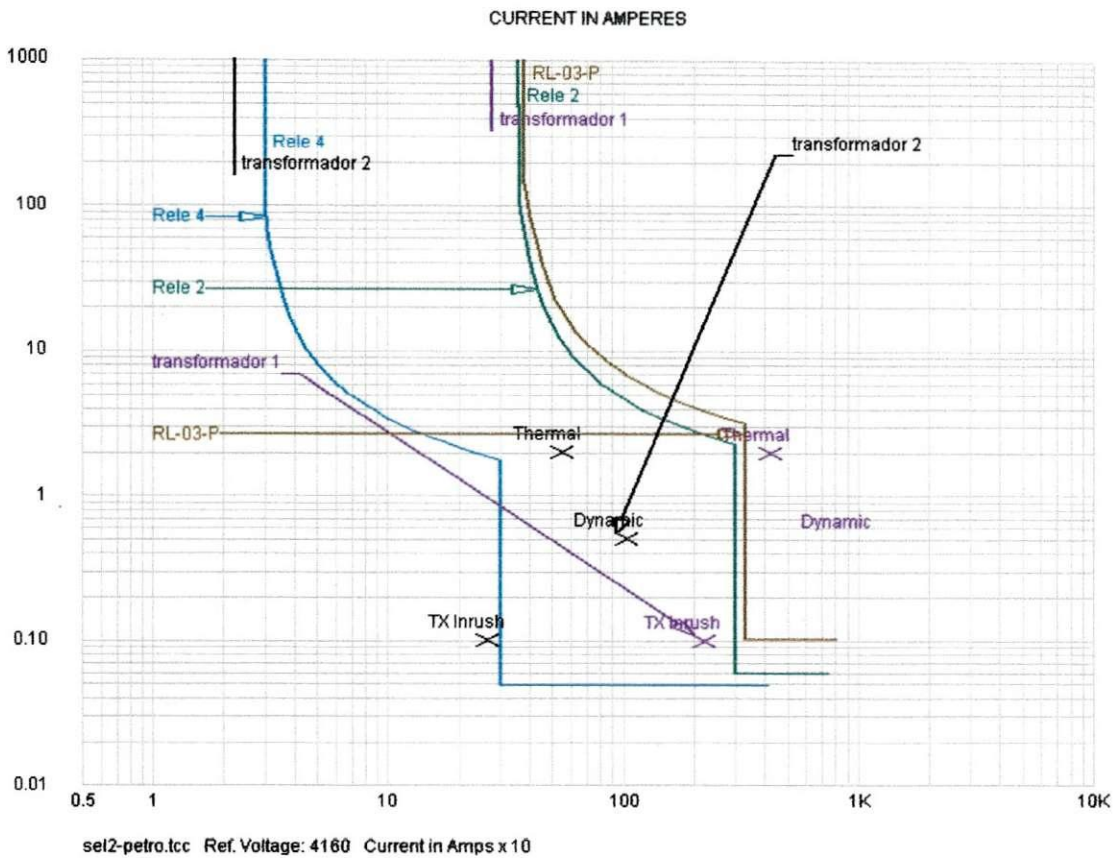


Figura 12 – Seletividade 2.

4.1.8 - Considerações Técnicas

A Tabela 5 a seguir sintetiza os dados parametrizados dos relés.

RELÉS	RTC	UNIDADE 50	CURVA	UNIDADE 51	TEMPO DEFINIDO
Relé 1	150/5	80 A	IL-0,2	2,2 kA	50 ms
Relé 2	600/5	360 A	NI - 0,6	3 kA	60 ms
Relé 3	Não definido	114 A	NI - 1	1 kA	100 ms
Relé 4	150/5	28,6 A	NI - 0,6	300 A	50 ms

Tabela 5 – Parâmetros dos relés.

4.1.9. Constatação

Observando as curvas dos relés plotadas no programa PTW, podemos garantir a seletividade entre estes dispositivos, garantindo uma total proteção do sistema contra sobrecargas e sobrecorrentes.

4.2 – Medição da malha de aterramento da estação Coletora de Fazenda Malaquias (FMQ)

4.2.1 - Introdução

A medição da malha de aterramento da estação coletora de Fazenda Malaquias (FMQ), tipo TNR foi um serviço prestado a empresa PETROBÁS, devido a uma solicitação desta. A malha era em forma hexagonal, devidamente equipotencializada, possuindo um eletrodo principal no centro do hexágono. Todos os eletrodos eram de fio de cobre, cuja secção é de 50 mm^2 , como indicada na Figura 13. Ligados a malha existiam diversos aterramentos.

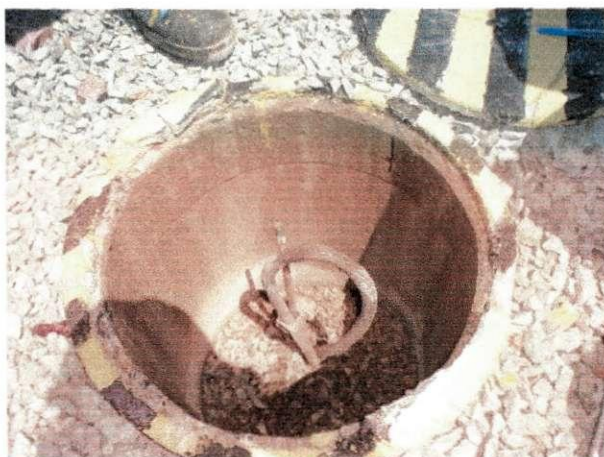


Figura 13 – Haste de aterramento.

4.2.2 – Revisão teórica

4.2.2.1 – Definição de aterramento

O termo aterramento se refere à terra propriamente dita ou a uma grande massa que se utiliza em seu lugar. Quando falamos que algo está "aterrado", queremos dizer então que, pelo menos, um de seus elementos está propositalmente ligado à terra.

Em geral, os sistemas elétricos não precisam estar ligados à terra para funcionarem e, de fato, nem todos os sistemas elétricos são aterrados. Mas, nos sistemas elétricos, quando designamos as tensões, geralmente elas são referidas à terra. Dessa forma, a terra representa um ponto de referência (ou um ponto de potencial zero) ao qual todas as outras tensões são referidas. De fato, como um equipamento computadorizado se comunica com outros equipamentos, uma tensão de referência "zero" é crítica para a sua operação apropriada.

A terra, portanto, é uma boa escolha como ponto de referência zero, uma vez que ela nos circunda em todos os lugares. Quando alguém está de pé em contato com a terra, seu corpo está aproximadamente no potencial da terra. Se a estrutura metálica de uma edificação está aterrada, então todos os seus componentes metálicos estão aproximadamente no potencial de terra.

4.2.2.2 – Objetivos do aterramento

Aterrar o sistema, ou seja, ligar intencionalmente um condutor fase ou, o que é mais comum, o neutro à terra, tem por objetivo controlar a tensão em relação à terra dentro de limites previsíveis. Esse aterramento também fornece um caminho para a circulação de corrente que irá permitir a detecção de uma ligação indesejada entre os condutores vivos e a terra. Isso provocará a operação de dispositivos automáticos que removerão a tensão nesses condutores.

O controle dessas tensões em relação à terra limita o esforço de tensão na isolação dos condutores, diminui as interferências eletromagnéticas e permite a redução dos perigos de choque para as pessoas que poderiam entrar em contato com os condutores vivos.

O aterramento pode ser usado em conjunto ou separadamente, para finalidades de proteção ou funcionais, de acordo com as exigências das instalações.

A seleção e a instalação devem ser tais que:

- O valor da resistência de aterramento obtida não deve se modificar consideravelmente ao longo do tempo;
- Resistam as solicitações térmicas, termomecânica ou eletromecânica;
- Sejam adequados robustos ou possuam proteção mecânica apropriada para fazer face às condições de influências externas.

4.2.2.3 – Componentes

Um aterramento é constituído, de forma geral, pelos seguintes componentes:

- Eletrodo de aterramento, que constitui a parte colocada em contato com o solo, com o objetivo de dispersar a corrente;
- Condutor de aterramento, que liga o eletrodo de aterramento ao terminal de aterramento principal;
- Condutores de equipotencialidade, com os quais são feitas as ligações equipotenciais;
- Condutor de proteção principal, ao qual são ligados, diretamente ou através de terminais de aterramentos, os condutores de proteção das massas, o condutor de aterramento e os de equipotencialidade;
- Condutores de proteção das massas;
- Terminal de aterramento principal.

4.2.2.4 – Esquemas de aterramento

O texto a seguir se refere aos tipos de esquemas de aterramento para média tensão e foi totalmente extraído da norma brasileira NBR 14039, de 2003, que se refere a instalações elétricas de média tensão de 1 kV a 36,2 kV.

Nesta Norma são considerados os esquemas de aterramento descritos a seguir, com as seguintes observações:

a) As figuras a seguir mostram exemplos de sistemas trifásicos comumente utilizados;

b) Para classificação dos esquemas de aterramento é utilizada a seguinte simbologia:

➤ Primeira letra - situação da alimentação em relação à terra:

- T = um ponto de alimentação (geralmente o neutro) diretamente aterrado;
- I = isolamento de todas as partes vivas em relação à terra ou aterramento de um ponto através de uma impedância;

- Segunda letra - situação das massas da instalação elétrica em relação à terra:
 - T = massas diretamente aterradas, independentemente do aterramento eventual de ponto de alimentação;
 - N = massas ligadas diretamente ao ponto de alimentação aterrado (em corrente alternada, o ponto aterrado é normalmente o neutro);
- Terceira letra - situação de ligações eventuais com as massas da subestação:
 - R = as massas da subestação estão ligadas simultaneamente ao aterramento do neutro da instalação e às massas da instalação;
 - N = as massas da subestação estão ligadas diretamente ao aterramento do neutro da instalação, mas não estão ligadas às massas da instalação;
 - S = as massas da subestação estão ligadas a um aterramento eletricamente separado daquele do neutro e daquele das massas da instalação.

4.2.2.4.1 - Esquema TNR

O esquema TNR possui um ponto da alimentação diretamente aterrado, sendo as massas da instalação e da subestação ligadas a esse ponto através de condutores de proteção (PE) ou condutor de proteção com função combinada de neutro (PEN). Nesse esquema, toda corrente de falta direta fase-massa é uma corrente de curto-circuito (Figura 14).

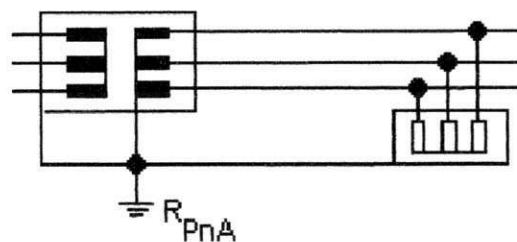


Figura 14 – Esquema TNR.

Onde:

R_{pnA} é a resistência do eletrodo de aterramento comum à massa da subestação do neutro;

4.2.2.4.2 - Esquemas TTN e TTS

Os esquemas TTx possuem um ponto da alimentação diretamente aterrado, estando as massas da instalação ligadas a eletrodos de aterramento eletricamente distintos do eletrodo de aterramento da subestação.

Nesse esquema, as correntes de falta direta fase-massa devem ser inferiores a uma corrente de curto-circuito, sendo, porém suficientes para provocar o surgimento de tensões de contato perigosas.

São considerados dois tipos de esquemas, TTN e TTS, de acordo com a disposição do condutor neutro e do condutor de proteção das massas da subestação, a saber:

- esquema TTN, no qual o condutor neutro e o condutor de proteção das massas da subestação são ligados a um único eletrodo de aterramento (Figura 15);
- esquema TTS, no qual o condutor neutro e o condutor de proteção das massas da subestação são ligados a eletrodos de aterramento distintos (Figura 16).

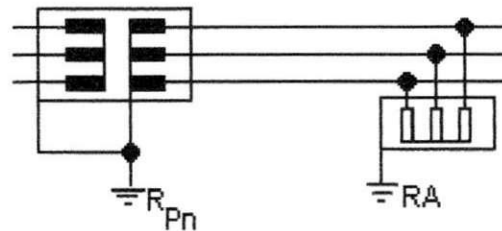


Figura 15 – Esquema TTN.

Onde:

R_{pnA} é a resistência do eletrodo de aterramento comum à massa da subestação do neutro;

R_A é a resistência do eletrodo de aterramento das massas da instalação.

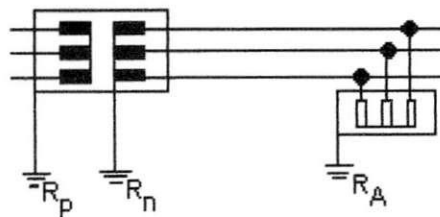


Figura 16 – Esquema TTS.

Onde:

R_p é a resistência do eletrodo de aterramento da subestação;

R_N é a resistência do eletrodo de aterramento do neutro;

R_A é a resistência do eletrodo de aterramento das massas da instalação.

4.2.2.4.2 - Esquemas ITN, ITS e ITR

Os esquemas Itx não possuem qualquer ponto da alimentação diretamente aterrado ou possuem um ponto da alimentação aterrado através de uma impedância, estando as massas da instalação ligadas a seus próprios eletrodos de aterramento.

Nesse esquema, a corrente resultante de uma única falta fase-massa não deve ter intensidade suficiente para provocar o surgimento de tensões de contato perigosas.

São considerados três tipos de esquemas, ITN, ITS e ITR, de acordo com a disposição do condutor neutro e dos condutores de proteção das massas da instalação e da subestação, a saber:

a) esquema ITN, no qual o condutor neutro e o condutor de proteção das massas da subestação são ligados a um único eletrodo de aterramento e as massas da instalação ligadas a um eletrodo distinto (Figura 17);

b) esquema ITS, no qual o condutor neutro, os condutores de proteção das massas da subestação e da instalação são ligados a eletrodos de aterramento distintos (Figura 18);

c) esquema ITR, no qual o condutor neutro, os condutores de proteção das massas da subestação e da instalação são ligados a um único eletrodo de aterramento (Figura 19).

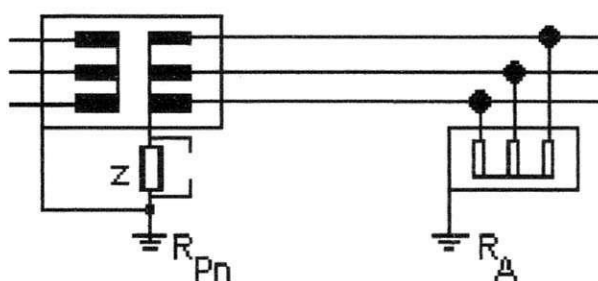


Figura 17 – Esquema ITN.

Onde:

R_{pnA} é a resistência do eletrodo de aterramento comum à massa da subestação do neutro;

R_A é a resistência do eletrodo de aterramento das massas da instalação.

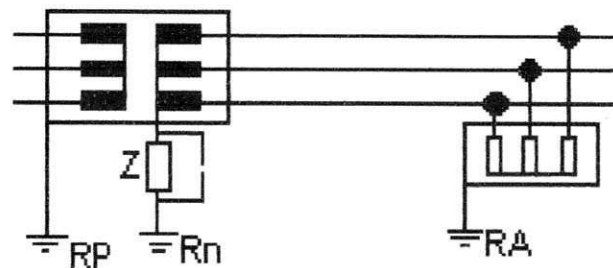


Figura 18 – Esquema ITS.

Onde:

R_p é a resistência do eletrodo de aterramento da subestação;

R_N é a resistência do eletrodo de aterramento do neutro;

R_A é a resistência do eletrodo de aterramento das massas da instalação.

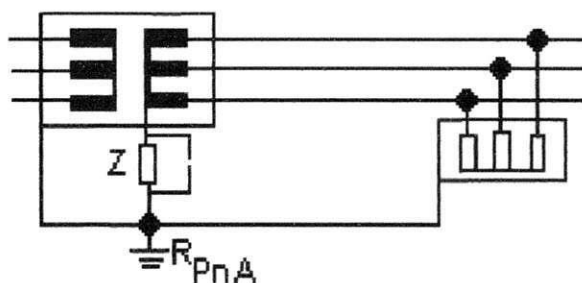


Figura 19 – Esquema ITS.

Onde:

R_{pNA} é a resistência do eletrodo de aterramento comum a massa da subestação, do neutro e das massas da instalação.

4.2.3 - Objetivo

O objetivo da medição da resistência de terra da malha de aterramento da estação coletora de Fazenda Malaquias era verificar se a mesma atende satisfatoriamente a suas finalidades, isto implica em dizer que as resistências de terra onde os mesmos estão construídos devem estar dentro dos valores recomendados por normas, são baseados nos valores máximos da corrente de curto-circuito que poderá circular através do sistema de aterramento e na distribuição dos níveis de tensão de passo e de toque limitando a valores seguros para o ser humano.

4.2.4 - Material Utilizado

- 01 terrômetro digital modelo MTD20 KWe da Megabras
- 02 cabos de conexão
- 02 eletrodos auxiliares
- 01 trena de 50 m

4.2.5 - Responsáveis pela execução do serviço

- 01 eletrotécnico
- 01 estagiário de engenharia elétrica
- 01 eletricitista
- 01 servente

4.2.6 - Método Utilizado

Para medição de resistência da malha de aterramento, foram seguidos os princípios e recomendações da NBR-14039. A medição da malha do aterramento foi efetuada no dia 13/08/2008 utilizando um terrômetro digital modelo MTD20 KWe da Megabras. Utilizam-se também dois conectores auxiliares, chamados de T1 e T2. A partir da norma NBR-14039, são realizados os seguintes passos:

- a) O eletrodo auxiliar T1 é posicionado a uma distância suficientemente longa do eletrodo de aterramento T a ser medido, evitando influência mútua.
- b) O eletrodo auxiliar T2 é posicionado a uma distância média de T e T1;
- c) O ponto curto-circuitado do terrômetro é ligado ao eletrodo T;
- d) O ponto de saída de corrente é ligado ao eletrodo T1 e o ponto central de potencial é ligado ao eletrodo T2;
- e) Injeta corrente e verifica a leitura indicada no terrômetro;
- f) Para verificar a veracidade do valor da resistência de aterramento encontrado, desloca-se T2 6 m em direção ao eletrodo T e depois 6 m em direção ao eletrodo T1 (a partir da posição inicial). Se os valores foram semelhantes toma-se como resultado a média destes.

A Figura 20 representa o esquema realizado.

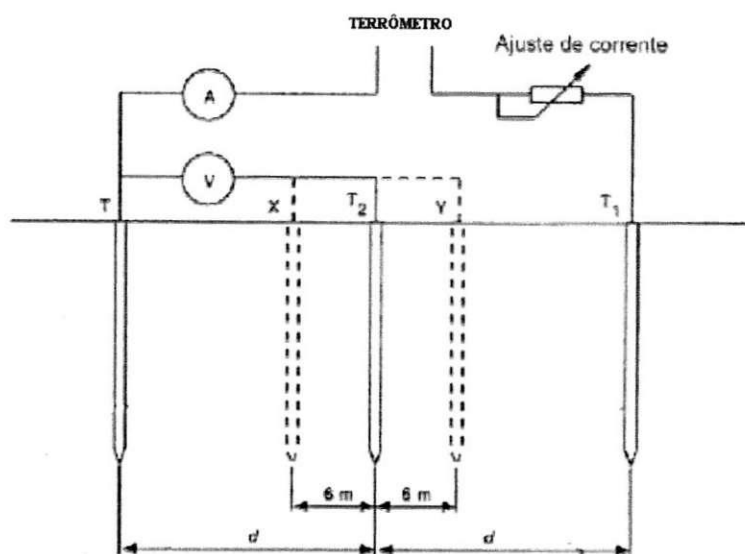


Figura 20 – Esquema para medição da resistência de aterramento.

Fonte: NBR-14039 edição comentada (modificado).

Para corroborar o valor calculado da resistência, obtida a partir da realização dos passos anteriores, foi utilizada outra manilha e seguiram-se os mesmos procedimentos.

4.2.7 - Resultados Obtidos

- **Manilha 1:**

- Para $d = 24$ m (manilha encontrada ao redor da sala de painéis)

Valor 1 = $0,39 \Omega$ (T2 no ponto médio entre T a T1)

Valor 2 = $0,35 \Omega$ (T2 deslocado 6 m em direção a T)

Valor 3 = $0,49 \Omega$ (T2 deslocado 6 m em relação a T1)

- **Manilha 2:**

- Para $d = 20$ m (Aterramento da UTR)

Valor 1 = $2,89 \Omega$ (T2 no ponto médio entre T a T1)

Valor 2 = $2,72 \Omega$ (T2 deslocado 6 m em direção a T)

Valor 3 = $2,98 \Omega$ (T2 deslocado 6 m em relação a T1)

- **Manilha 3:**

- Para $d = 14 \text{ m}$ (Aterramento das bombas)

Valor 1 = $0,69 \Omega$ (T2 no ponto médio entre T e T1)

Valor 2 = $0,70 \Omega$ (T2 deslocado 6m em direção a T)

Valor 3 = $0,75 \Omega$ (T2 deslocado 6m em relação a T1)

A figura a seguir é uma foto da estação.

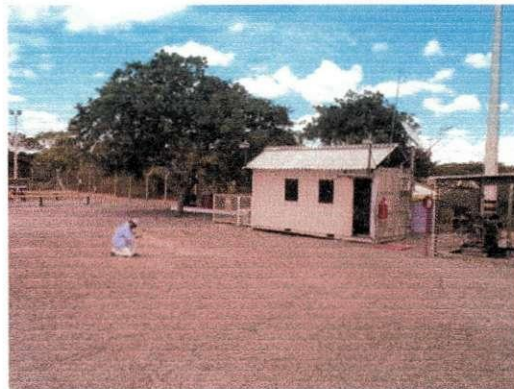


Figura 21 – Foto da estação.

4.2.8 - Considerações Técnicas

Não existem normas definindo um valor para a resistência de terra de cada instalação, o que existe é uma indicação de ordem de grandeza dos valores que são aceitos ou não para aquele tipo de instalação. Porém, o que sabemos é que quanto menor for a resistência de aterramento maior será a sua contribuição para um bom aterramento. Dentro deste princípio, alguns autores classificam o aterramento nas seguintes categorias.

- 1- Excelentes, os aterramentos com resistências inferiores a 5Ω ;
- 2- Bons, os aterramentos com resistências entre 5 e 15Ω ;
- 3- Razoáveis, os aterramentos com resistências entre 15 e 30Ω ;
- 4- Condenáveis, os aterramentos com resistências superiores a 30Ω ;
- 5- O NEC (National Electrical Code) considera que a resistência de aterramento da malha de terra não deve exceder de 25Ω .

Considerando esses princípios e de acordo com as medições efetuadas, vimos que toda malha de aterramento instalada, estão com valores inferiores a 5 Ω , podendo ser considerada com uma excelente eficiência para:

- Permitir o escoamento para terra de cargas ou correntes de descarga.
- Possibilitar o uso da terra como condutor de retorno num circuito elétrico.
- Limitar os níveis de potenciais de toque e passo a patamares seguros.

4.2.9 – Constatação

O valor encontrado da resistência de aterramento da estação coletora de fazenda Malaquias foi de **1,32 Ω** . Seguindo as considerações já citadas, podemos afirmar que o aterramento é bastante eficaz.

4.3– Projeto de instalação elétrica do abrigo do operador da Estação Coletora de Três Marias (TM)

4.3.1 – Introdução

Na estação coletora de Três Marias (TM), realizou-se o projeto da instalação elétrica do abrigo do operador, situado no interior da própria estação. Para tal, realizou-se o seguinte procedimento:

- Levantamento da carga total instalada;
- Escolha da quantidade de PTUG (Pontos de Tomadas de Uso Geral) e PTUE (Pontos de Tomadas de Uso Específico);
- Definição da alimentação;
- Divisão dos circuitos;
- Dimensionamento dos condutores e disjuntores.

4.3.2 – Planta baixa

A figura 22 representa a planta baixa do abrigo.

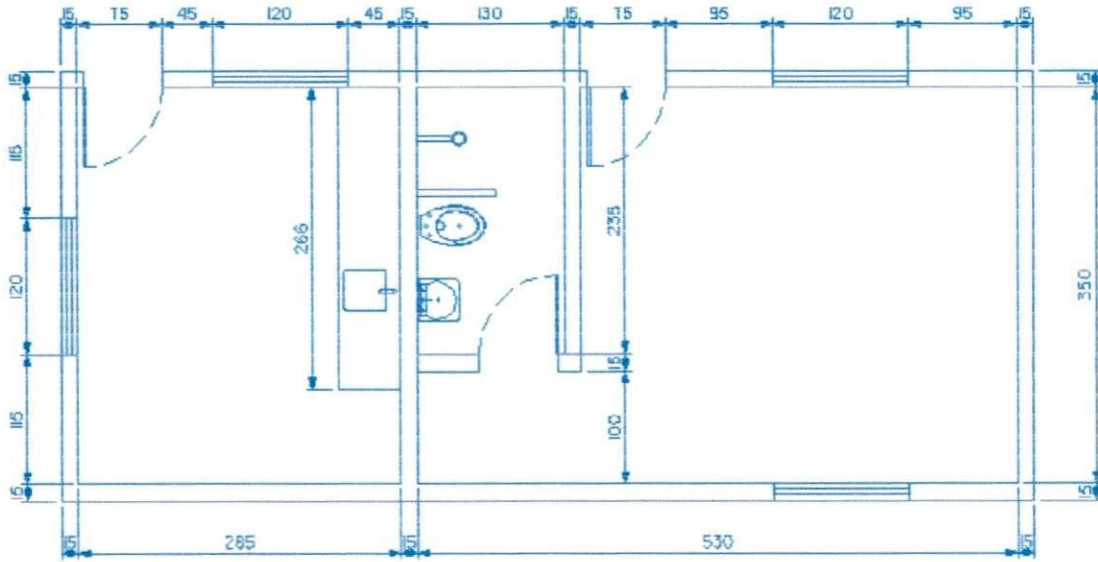


Figura 22 – Planta baixa do abrigo.

4.3.3 Levantamento da carga de iluminação

De acordo com a NBR 5410, de 2004, deve-se prever no mínimo um ponto de luz no teto, comandado por um interruptor na parede.

A carga é feita em função da área do cômodo da residência, de tal modo que:

- Para área menor que 6 m^2 atribuir 100 VA;
- Para área maior que 6 m^2 atribuir um mínimo de 100 VA e mais 60 VA para cada 4 m^2 completos.

Portanto, para os seguintes cômodos, possuímos as seguintes potências de iluminação, exposta na Tabela 6:

	Cozinha	Banheiro	Alojamento
Área (m^2)	10	3,05	14,42
Potência (VA)	160	100	220

Tabela 6 - Áreas dos cômodos e potências de iluminação.

4.3.4 Considerações para o levantamento da quantidade de tomadas

Os pontos de tomadas elétricas são divididos em dois grupos:

- **Pontos de tomadas de uso geral (PTUG's):** Pontos que não se destinam a ligação de equipamentos específicos. Neles são sempre ligados aparelhos portáteis ou móveis;
- **Pontos de tomadas de uso específico (PTUE's):** Pontos que se destinam a ligação de equipamentos específicos;

A norma brasileira para instalações elétricas em baixa tensão recomenda que:

- Para cômodos ou dependências com área igual ou inferior a 6 m², utilizar no mínimo um ponto de tomada;
- Para salas e dormitórios independente da área e cômodos ou dependências com mais de 6 m², utilizar no mínimo um ponto de tomada para cada 5 m ou fração de perímetro, espaçadas tão uniformemente quanto possível;
- Para cozinhas, copas, área de serviços ou lugares semelhantes, utilizar um ponto de tomada para cada 3,5 m ou fração de perímetro, independente da área. A cima da bancada da pia devem ser previstas, no mínimo, duas tomadas de corrente, no mesmo ponto ou em pontos separados;
- Em banheiros prever no mínimo um ponto de tomada próximo do lavatório com uma distância mínima de 60 cm do limite do boxe.

4.3.5 Levantamento da potência mínima de pontos de tomadas de uso geral (PTUG's) e de uso específico (PTUE's)

No levantamento da potência mínima de pontos de tomadas de uso geral (PTUG's), são considerados os seguintes fatores:

- Para cozinhas, copas, áreas de serviço, lavanderias e locais semelhantes, deve-se atribuir, no mínimo, 600 VA por ponto de tomada, até três tomadas. O restante, atribuir 100 VA para cada;
- Demais cômodos, atribuir 100 VA para cada ponto.

Para o levantamento da potência dos pontos de tomada de uso específico, é considerada a potência nominal do aparelho que será ligado ao ponto de tomada, caso não tenha conhecimento desta, dimensionar para a máxima possível.

Sendo considerado o que foi exposto anteriormente, temos as seguintes quantidades mínimas de pontos de tomadas para cada cômodo:

	Cozinha	Banheiro	Alojamento
Perímetro (m)	12,7	3,8	15,15
Quantidade mínima de PTUG's	3	1	4

Tabela 7 - Perímetros dos cômodos e potências de iluminação e quantidades mínimas de PTUG's.

Para o projeto consideramos uma quantidade de PTUG's:

	Cozinha	Banheiro	Alojamento
Quantidade mínima de PTUG's	4	1	4
Potência (VA)	1900	600	400

Tabela 8 - Quantidade de PTUG's utilizada em cada cômodo e a potência aparente relacionada.

A quantidade de PTUE's utilizadas são duas:

- Uma no alojamento para a utilização de um ar-condicionado de potência ativa igual a 6200 W;
- Uma na cozinha para a utilização de uma geladeira de 500 W.

Portanto, considerando todos os fatores apresentados, temos a configuração apresentada na Tabela 9.

Cômodo	Perímetro (m)	Área (m ²)	Potência para iluminação (VA)	Quantidade de PTUG e potência associada	Quantidade de PTUG e potência associada
Alojamento	15,15	14,42	220	4→400 VA	1→6200W
Banheiro	3,8	3,05	600	1→600 VA	-
Cozinha	12,7	10	160	4→1900 VA	1→500W

Tabela 9: Resumo.

4.3.6 Cálculo da potência ativa total instalada

A determinação da potência instalada é primordial para um projeto de instalação elétrica. Para isto devem-se somar todas as potências a serem instaladas. O valor é dado em Watts, assim consideramos um fator de potência igual a 1 para iluminação e um fator de potência igual a 0,8 para demais cargas. Portanto, temos a seguinte configuração:

- **Iluminação:** 880 VA → $880 \times 1 = 880 \text{ W}$.
- **Potência devida as PTUG's:** 2900 VA → $2900 \times 0,8 = 2320 \text{ W}$.
- **Potência devida as PTUE's:** 6700 W.

Portanto, podemos obter uma potência total instalada de **9900 W**.

4.3.7 - Tipo de fornecimento

Devido à potência instalada ser de 9,9 kW e de acordo com a norma da concessionária de energia do estado do Rio Grande do Norte (COSERN), é considerado um fornecimento monofásico, feito a dois fios (fase + neutro), com tensão de 220 V.

4.3.8 Quantidade de circuitos

Um circuito elétrico é o conjunto de pontos de consumo, alimentados pelos mesmos condutores e ligados ao mesmo dispositivo de proteção. Toda instalação deve ser dividida em vários

circuitos, de modo a limitar as conseqüências de uma falta, facilitar as verificações, os ensaios e a manutenção, e evitar os perigos que possam resultar da falta de um único circuito.

Num projeto de instalação elétrica, é necessário tomar algumas considerações:

- Os circuitos de iluminação devem ser separados dos circuitos de tomadas;
- Circuitos independentes devem ser previstos para os aparelhos de potência igual ou superior a 1550 VA.

O projeto foi dividido em tais circuitos:

- **Circuito 1:** Circuito de iluminação;
- **Circuito 2:** Circuito de PTUE (ar-condicionado);
- **Circuito 3:** Circuito de PTUG's do banheiro e alojamento;
- **Circuito 4:** Circuito para cozinha;
- **Distribuição:** Circuito localizado no quadro de medição.

4.3.9 Corrente elétrica de cada circuito

O cálculo da corrente nominal elétrica de cada circuito é obtido através da seguinte expressão:

$$I_N = \frac{P_N}{V_N \cos \phi}$$

Onde:

P_N = Potência nominal de cada circuito;

V_N = Tensão nominal do circuito;

$\cos \phi$ = fator de potência do circuito.

Corrente nominal do circuito 1:

Dados do circuito:

- $P_N = 880 \text{ W}$
- Tensão nominal = 220 V
- $\cos \phi = 1$

Logo:

$$I_N = \frac{880}{220 \times 1} = 4A$$

Corrente nominal do circuito 2:

Dados do circuito:

- $P_N = 6200 \text{ W}$
- Tensão nominal = 220 V
- $\text{Cos}\varphi = 0,8$

Logo:

$$I_N = \frac{6200}{220 \times 0,8} = 35,23 \text{ A}$$

Corrente nominal do circuito 3:

Dados do circuito:

- $P_N = 1250 \text{ W}$
- Tensão nominal = 220 V
- $\text{Cos}\varphi = 0,8$

Logo:

$$I_N = \frac{800}{220 \times 0,8} = 4,5 \text{ A}$$

Corrente nominal do circuito 4:

Dados do circuito:

- $P_N = 2020 \text{ W}$
- Tensão nominal = 220 V
- $\text{Cos}\varphi = 0,8$

Logo:

$$I_N = \frac{2020}{220 \times 0,8} = 11,47 \text{ A}$$

4.3.10 Distinção dos circuitos

Os circuitos elétricos podem ser classificados em dois tipos:

- Iluminação = Circuito destinado a iluminação dos ambientes;

- Força = Circuito destinado a alimentação dos pontos de tomadas;

A Tabela 10 expõe a tensão nominal, corrente nominal, classificação e potência ativa nominal de cada circuito.

Nº do circuito	Nome do circuito	Classificação	Tensão nominal (V)	Potência nominal (W)	Corrente nominal (A)
1	Iluminação	Iluminação	220	880	4
2	PTUE (ar-condicionado)	Força	220	6200	35,23
3	PTUG's do banheiro e alojamento	Força	220	800	4,5
4	Cozinha	Força	220	2020	11,47

Tabela 10 – Atributos dos circuitos da instalação.

4.3.11 Potência do circuito de distribuição

A potência do circuito de distribuição pode ser obtida utilizando à seguinte expressão:

$$P_d = \frac{g_1 P_1 + g_2 P_2}{0,95}$$

Onde:

P_1 = Potência ativa instalada do circuito de iluminação de todas PTUG's;

P_2 = Potência ativa instalada para as PTUE's;

g_1 = Fator de demanda 1;

g_2 = Fator de demanda 2.

O fator de demanda (FD) é a razão entre a potência utilizada pela potência instalada. Cada concessionária possui sua própria planilha de FD, considerando a potência instalada e o tipo de carga.

De acordo com os dados mencionados no item 4.3.9, temos os seguintes valores de P_1 e P_2 .

- $P_1 = 3120$ W;
- $P_2 = 6700$ W.

Portanto, para os devidos valores de potências, possuímos os seguintes valores de fator de demanda:

- $g_1 = 0,59$;
- $g_2 = 1$.

Assim, a potência do circuito de distribuição de fator de demanda é **8990,31 W**.

4.3.12 Corrente nominal do circuito de distribuição

A corrente do circuito de distribuição é calculada através da seguinte expressão:

$$I = \frac{P}{V}$$

Portanto:

$$I = \frac{8990,31}{220} = 40,87 A$$

4.3.13 Dimensionamento dos condutores e disjuntores

Para o dimensionamento dos condutores e disjuntores, foram realizados os seguintes procedimentos:

- Consultou a planta que contém a fiação e observou para cada circuito o maior número de circuitos agrupados a ele;
- Consultou a Tabela 5 para obter a corrente nominal de cada circuito;
- A partir dos dados coletados pelos dois itens anteriores, consultou a Tabela 11, que segue a NBR 5410, obtida através da empresa Prysmian.

Secção dos condutores (mm ²)	Corrente do disjuntor			
	1 circuito por eletroduto	2 circuito por eletroduto	3 circuito por eletroduto	4 circuito por eletroduto
1,5	15	10	10	10
2,5	20	15	15	15
4	30	25	20	20
6	40	30	25	25
10	50	40	40	35
16	70	60	50	40

Tabela 11 – Relação entre a corrente nominal do disjuntor a escolher, a secção dos condutores e o número de circuitos por eletrodutos.

Realizando os passos anteriores, temos na Tabela 12 a síntese dos condutores e disjuntores necessários.

Nº do circuito	Nº de circuitos agrupados	Corrente nominal do disjuntor (A)	Secção necessária dos condutores (mm ²)
1	3	10	1,5
2	1	40	6
3	2	10	1,5
4	2	15	2,5
Distribuição	1	-	10

Tabela 12 - Síntese dos condutores e disjuntores necessários

A NBR 5410 define um valor de secção mínima para os condutores, a partir da finalidade do circuito.

- Força – 2,5 mm²
- Iluminação – 1,5 mm²

Portanto, fazendo os ajustes de acordo com a norma, temos os seguintes valores de secção dos condutores para o projeto expostos na Tabela 13.

Nº do circuito	Finalidade	Corrente nominal do disjuntor (A)	Secção necessária dos condutores (mm ²)
1	Iluminação	10	1,5
2	Força	40	6
3	Força	10	2,5
4	Força	15	2,5

Tabela 13 – Adequação da Tabela 12 a NBR:5410.

4.3.14 Dimensionamento do disjuntor no quadro do medidor

O disjuntor magnético (DM) aplicado ao quadro do medidor é dimensionado a partir da potência total instalada e o tipo do sistema de distribuição da companhia local.

Neste projeto a potência total instalada é 9990 W e o tipo do sistema de distribuição da companhia é delta-estrela com neutro aterrado.

Consultando os critérios adotados pela concessionária de energia elétrica do Rio Grande do Norte concluímos que o disjuntor que deve ser alocado no quadro de distribuição geral é o de categoria B2 com corrente nominal de 60 A.

Acoplado ao DTM existe um disjuntor de corrente diferencial-residual chamado de dispositivo DR. Estes disjuntores possuem como função a proteção das pessoas contra riscos de choques elétricos.

A NBR 5410 estabelece que o valor máximo da corrente diferencial-residual para os DRs de alta sensibilidade é de 30 mA.

Os Drs são identificados de acordo com a sua corrente nominal. Em geral, são encontrados no mercado os dispositivos DRs de 25, 40, 63, 80 e 110 A.

O dispositivo DR é acoplado junto ao disjuntor termomagnético como este é de 60 A, o valor correto da corrente nominal do DR é de 63 A.

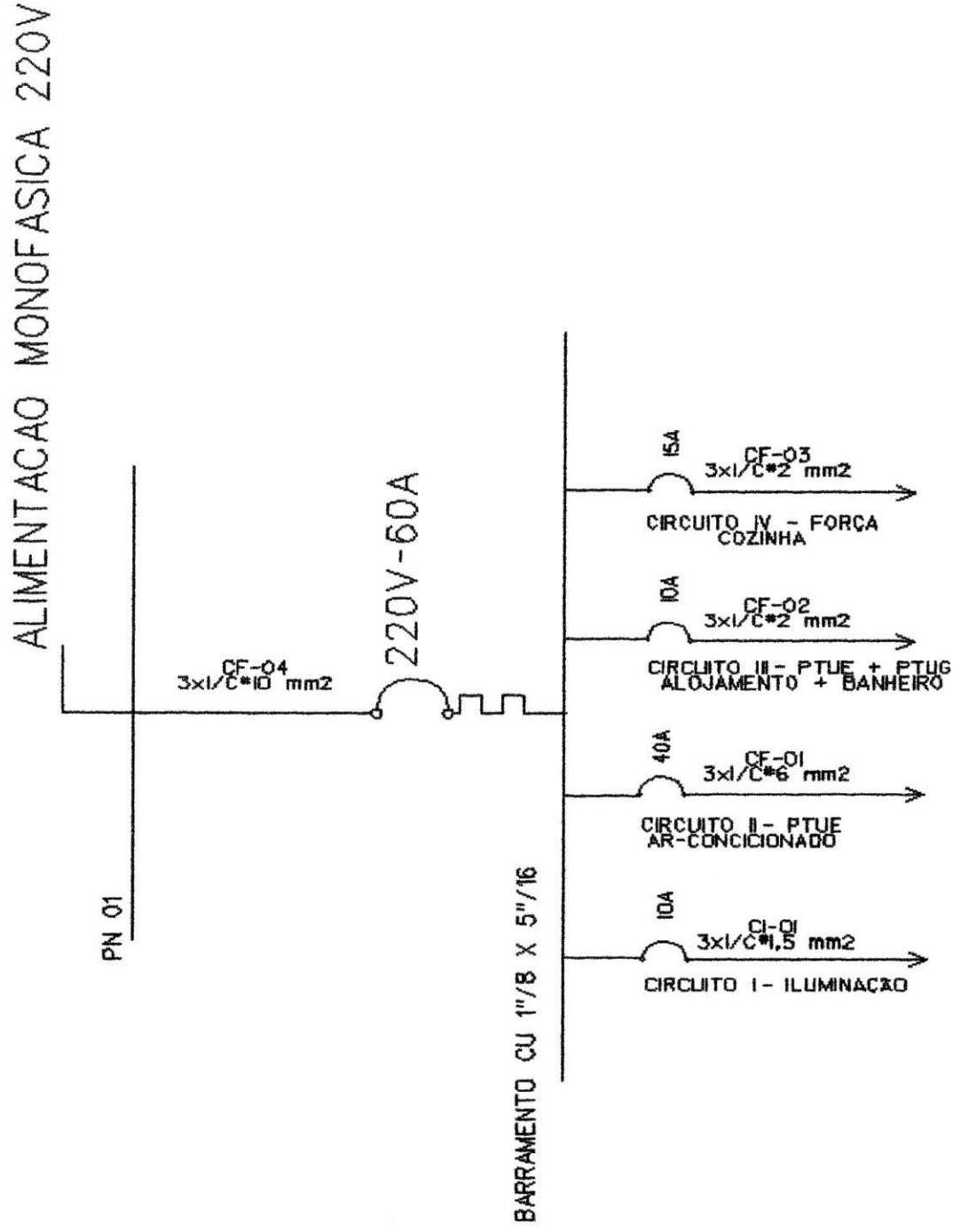
4.3.15 Síntese da instalação

Na Tabela 14 encontra-se o resumo da instalação, indicando a quantidade de circuitos, os tipos destes, a potência real e a secção dos condutores de cada, como também o dimensionamento dos dispositivos de proteção.

Circuito		Tensão (V)	Local	Potência (W)	Corrente (A)	Nº de circuitos agrupados	Secção dos condutores (mm ²)	Proteção		
Nº	Tipo							Tipo	Nº de pólos	In (A)
1	Iluminação	220	Banheiro + cozinha + alojamento	880	4	3	1,5	DTM	1	10
2	PTUE (ar-condicionado)	220	Alojamento	6200	35,23	1	6	DTM	1	40
3	PTUG	220	Banheiro + alojamento	800	4,5	2	2	DTM	1	10
4	PTUG + PTUE	220	Cozinha	2020	11,47	2	2	DTM	1	15
Distribuição		220	Quadro de distribuição	8990,31	40,87	1	10	DM	1	60
								DR	2	63

Tabela 14 – Resumo da instalação.

4.3.16 Diagrama unifilar da instalação



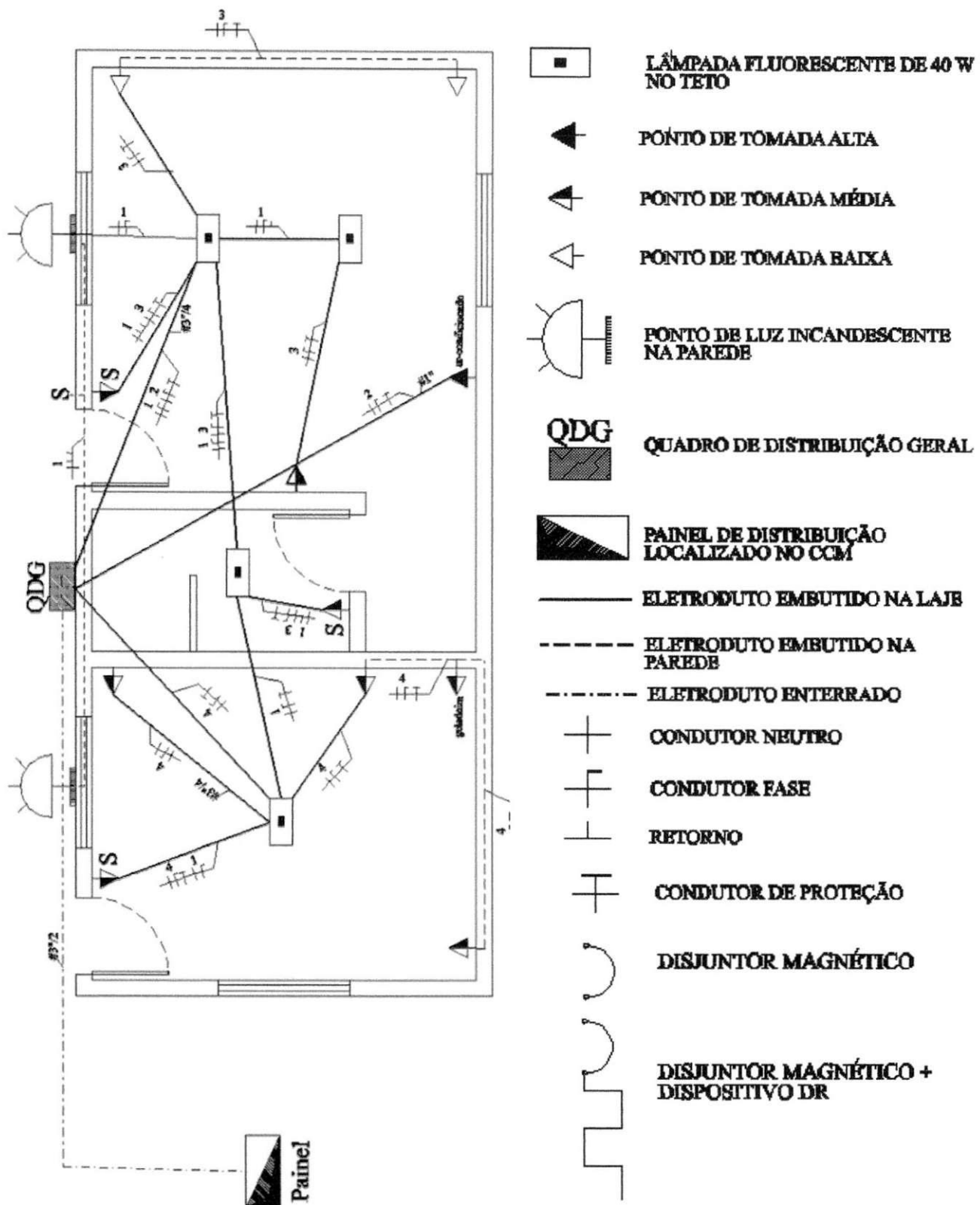


Figura 23 - Diagramas unifilares.

4.4 - Dimensionamento dos cabos do barramento de 69 kV da subestação de 69/13,8 kV de Canto Amaro

4.4.1 – Introdução

Na região de Canto amaro está sendo construída uma subestação abaixadora de 69/13,8 kV. Esta possui dois transformadores de força, cada um de potência nominal de 30 MVA, com ventilação forçada de 2,5%. Um dos trabalhos passados foi o dimensionamento do barramento de 69 kV. A seguir, encontram-se os passos para o a realização da atividade.

4.4.2 - Objetivo

Dimensionar os Barramentos Flexíveis da Subestação de Canto Amaro – 69/ 13,8 kV – 2 x 30 / 37,5 MVA da PETROBRÁS, a ser construída na região de Canto Amaro, Rio Grande do Norte.

4.4.3 - Considerações Gerais

Os barramentos serão calculados para capacidade de condução de corrente à capacidade máxima dos transformadores abaixadores, para os barramentos flexíveis de 69 kV.

Será considerada a temperatura ambiente de 40 °C e dos condutores do barramento aéreo de 80 °C, sob sol de meio-dia.

Será analisado a ampacidade de uma família de cabos de cobre nu de forma a permitir selecionar os cabos do barramento de 69 kV.

4.4.4 - Corrente Nominal

Será dimensionado considerando-se a máxima capacidade dos transformadores,

$$I_{69} = \frac{37.500 \times 2}{\sqrt{3} \times 69} = 627,56 \text{ A}$$

4.4.5 – Parâmetros

Para os cálculos das ampacidade dos cabos foram adotadas as seguintes condições:

- Velocidade máxima do vento

130 km/h

Os cálculos serão elaborados com emprego das Fórmulas abaixo:

Fórmula

$$I = \sqrt{\frac{(qc + qr + qs)}{\frac{r}{n}}}$$

Onde:

$$qc = [1,01 + 0,371 \left(\frac{D\phi V}{\mu} \right)^{0,52}] K (tc - ta) \cdot n$$

Para:

$$1,2 \leq \frac{D\phi V}{\mu} \leq 12.000$$

$$qc = 0,1695 \left(\frac{D\phi V}{\mu} \right)^{0,6} K (tc - ta) n$$

Para:

$$12.000 \leq \frac{D\phi V}{\mu} \leq 216.000$$

$$qr = \frac{0,138}{2} D \xi \left[2 \left(\frac{Kc}{100} \right)^4 - \left(\frac{Ka}{100} \right)^4 - \left(\frac{Ke}{100} \right)^4 \right]^n$$

$$qs = aQs A' \text{sen} [\cos^{-1} (\cos Hc - \cos (2c - Ze))] n$$

Onde:

I = corrente no condutor (A)

qc – perda de calor por convecção (w/ft)

qr – perda de calor por radiação (w/ft)

qs – ganho de calor por insolação (w/ft)

Qs – radiação solar (w/sq.ft)

r – resistência do condutor (Ω /ft)

n – número de sub condutores (1 para o caso)

ta – temperatura ambiente ($^{\circ}$ C)

tc = temperatura do condutor ($^{\circ}$ C)

D – diâmetro do condutor (in)

- Velocidade máxima do vento	130 km/h
- Velocidade Mínima do Vento	2,2 km/h
- Temperatura máxima ambiente	40° C
- Temperatura máxima de trabalho dos cabos	80° C
- Coeficiente de absorção solar	0,5
- Coeficiente emissividade dos cabos	0,5
- Tempo máximo de curto-circuito	1,0 segundo
- Insolação	sol do meio-dia
- Espaçamento entre fases	
a) 69 kV	2,500 m
- Tensão fase-fase	
a) alta tensão	69,0 kV
- Tensão fase-neutro	
a) alta tensão	39,83 kV

4.4.6 – Cálculo das Ampacidades

4.4.6.1 - Introdução

Será calculado as ampacidades de uma família de cabos de cobre nu, para permitir a selecionar e indicar os cabos dos barramentos.

Assim, será calculado a ampacidade para os cabos:

- 105,5 MCM – seção 53,47 mm²
- 167,8 MCM – seção 85,03 mm²
- 211,6 MCM – seção 107 mm²
- 250 MCM – seção 126 mm²
- 300 MCM – seção 152 mm²
- 400 MCM – seção 202 mm²
- 500 MCM – seção 253 mm²
- 600 MCM – seção 304 mm²
- 700 MCM – seção 354 mm²
- 750 MCM – seção 380 mm²
- 800 MCM – seção 405 mm²

ϕ - densidade do ar	(bs/cuft)
V = viscosidade do ar	(ft/hr)
μf = viscosidade absoluta do ar	(lb/hr.ft)
K – condutividade térmica do ar	(w/sq.ft ° C)
Ke = temperatura das camadas superiores da atmosfera	(K)
Ka - temperatura ambiente	(K)
Kc – temperatura do condutor	(K)
ϵ - coeficiente de emissividade	Adimensional
a_1 = coeficiente de absorção solar	Adimensional
A – área projetada do condutor	(sq.ft)
Hc - altitude do sol	(graus)
Zc – azimute do sol	(graus)
Zl = azimute da linha	(graus)

4.4.6.2 - Desenvolvimento dos Cálculos

4.4.6.2.1 – Correção da Temperatura

A correção da temperatura do condutor será feita com emprego da Fórmula;

$$R_{80^{\circ}\text{C}} = R_{25^{\circ}\text{C}} [1 + \alpha (\theta - 20)]$$

Onde

$R_{25^{\circ}\text{C}}$ = resistência a 25°C

α = 0,00393 para o cobre

θ = temperatura final = 80°C

4.4.6.2.2 – Cabos e Características

A Tabela 15 expõe as características, físicas e elétricas, dos cabos previamente selecionados.

Bitola MCM	Seção (mm ²)	D (mm)	D (pés)	R 25° C (Ω/km)	R 80° C (Ω/1000 pés)
105,5	53,45	9,3472	0,0307	0,3449	0,1300
167,8	85,02	11,7856	0,0387	0,2175	0,0820
211,6	107	13,41	0,044	0,1727	0,0651
250	126	15,24	0,050	0,1460	0,0550
300	152	16,68	0,054	0,1221	0,0460
400	200	18,44	0,0605	0,0922	0,0348
500	253	20,59	0,0676	0,0743	0,280
600	304	22,63	0,0743	0,0625	0,0236
700	354	24,46	0,0803	0,0541	0,0204
750	380	25,32	0,0831	0,0508	0,0191
800	405	26,13	0,0858	0,0497	0,0187

Tabela 15 – Características dos cabos

4.4.6.2.3 – Desenvolvimento dos Cálculos

➤ Cabo 105,5 MCM – 53,45 mm²:

- Cálculo de q_c

$$D_o = 0,0307 \text{ (pé)}$$

$$D = 0,3684'$$

$$\frac{DoqfV}{\mu f} = 306,51$$

Substituindo-se e calculando:

$$q_c = 10,23 \text{ w/ft}$$

- Cálculo de q_r

Substituindo-se e calculando:

$$q_r = 2,38 \text{ w/ft}$$

- Cálculo de q_s

Substituindo-se e calculando:

$$q_s = 1,47 \text{ w/ft}$$

A ampacidade será

$$I_{53,45} = \sqrt{\frac{10,23 + 2,38 - 1,47}{0,1300} \times 1000}$$

$$I_{53,45} = 292,73 \text{ A}$$

➤ Cabo 167,8 MCM – 85,02 mm²

- Cálculo de q_c

$$D_o = 0,0387 \text{ pés}$$

$$D = 0,4644'$$

$$\frac{D_o q_f V}{\mu f} = 386,38$$

Substituindo-se e calculando:

$$q_c = 11,38 \text{ w/ft}$$

Cálculo de q_r

Substituindo-se e calculando:

$$q_r = 3,04 \text{ w/ft}$$

- Cálculo de q_s

Substituindo-se e calculando:

$$q_s = 1,86 \text{ w/ft}$$

A Ampacidade será

$$I_{85,02} = \sqrt{\frac{11,38 + 3,03 - 1,83}{0,0820} \times 1000}$$

$$I_{85,02} = 391,68 \text{ A}$$

➤ Cabo 211,6 MCM – 107 mm²:

- Cálculo de q_c

$$D_o = 0,044 \text{ (pé)}$$

$$D = 0,5280'$$

$$\frac{D_o q_f V}{\mu f} = 439,30$$

Substituindo-se e calculando:

$$q_c = 11,47 \text{ w/ft}$$

- Cálculo de q_r

Substituindo-se os parâmetros, encontra-se:

$$q_r = 3,45 \text{ w/ft}$$

- Cálculo de q_s

Substituindo-se e calculando:

$$q_s = 2,11 \text{ w/ft}$$

A ampacidade será

$$I_{107} = \sqrt{\frac{11,47 + 3,45 - 2,11}{0,0651} \times 1000}$$

$$I_{107} = 443,59 \text{ A}$$

➤ Cabo 250 MCM – 126mm²

- Cálculo de q_c

$$D_o = 0,050 \text{ pés}$$

$$D = 0,600'$$

$$\frac{DoqV}{\mu f} = 499,21$$

Cálculo de q_c

Substituindo-se os parâmetros e calculando, obtém-se:

$$q_c = 12,23 \text{ w/ft}$$

- Cálculo de q_r

Calculando-se, obtem-se:

$$q_r = 3,92 \text{ w/ft}$$

- Cálculo de q_c

$$q_c = 2,4 \text{ w/ft}$$

A Ampacidade será

$$I_{126} = \sqrt{\frac{12,23 + 3,92 - 2,40}{0,0550} \times 1000}$$

$$I_{126} = 500,0 \text{ A}$$

➤ Cabo 300 MCM – 152 mm²

- **Cálculo de q_c** **D_o = 0,054 pés** **D = 0,6480'**

$$\frac{D_o \phi V}{\mu f} = 539$$

- **Cálculo de q_c**

Substituindo-se os parâmetros na equação e calculando, obtém-se:

$$q_c = 13,37 \text{ w/ft}$$

- **Cálculo de q_r**

Substituindo-se e calculando:

$$q_r = 4,24 \text{ w/ft}$$

- **Cálculo de q_s**

Substituindo-se e calculando:

$$q_s = 2,59 \text{ w/ft}$$

A ampacidade será

$$I_{152} = \sqrt{\frac{13,37 + 4,24 - 2,59}{0,0460} \times 1000}$$

$$I_{152} = 571,42 \text{ (A)}$$

➤ Cabo 400 MCM – 200 mm²

- **Cálculo de q_c** **D_o = 0,0605 pés** **D = 0,7260'**

$$\frac{D_o \phi V}{\mu f} = 604,03$$

- **Cálculo de q_c**

Substituindo-se os parâmetros na equação e calculando, obtém-se:

$$q_c = 13,47 \text{ w/ft}$$

- Cálculo de qr

Substituindo-se e calculando:

$$qr = 4,75 \text{ w/ft}$$

- Cálculo de qs

Substituindo-se e calculando:

$$qs = 2,90 \text{ w/ft}$$

A ampacidade será

$$I_{200} = \sqrt{\frac{13,47 + 4,75 - 2,90}{0,0348} \times 1000}$$

$$I_{200} = 633,49 \text{ (A)}$$

➤ Cabo 500 MCM – 253 mm²

- Cálculo de qc

$$D_o = 0,0676 \text{ pés}$$

$$D = 0,8112'$$

$$\frac{D_o q_f V}{\mu f} = 674,93$$

- Cálculo de qc

Substituindo-se os parâmetros na equação e calculando, obtém-se:

$$qc = 14,25 \text{ w/ft}$$

- Cálculo de qr

Substituindo-se e calculando:

$$qr = 5,30 \text{ w/ft}$$

- Cálculo de qs

Substituindo-se e calculando:

$$qs = 3,24 \text{ w/ft}$$

A ampacidade será

$$I_{253} = \sqrt{\frac{14,25 + 5,30 - 3,24}{0,0280} \times 1000}$$

$$I_{253} = 763,21 \text{ (A)}$$

➤ Cabo 600 MCM – 304 mm²

- Cálculo de qc **Do = 0,0743 pés** **D = 0,8916'**

$$\frac{Do \phi V}{\mu f} = 674,92$$

- Cálculo de qc

Substituindo-se os parâmetros na equação e calculando, obtém-se:

$$qc = 14,95 \text{ w/ft}$$

- Cálculo de qr

Substituindo-se e calculando:

$$qr = 5,91 \text{ w/ft}$$

- Cálculo de qs

Substituindo-se e calculando:

$$qs = 3,56 \text{ w/ft}$$

A ampacidade será

$$I_{304} = \sqrt{\frac{14,95 + 5,91 - 3,56}{0,0236} \times 1000}$$

$$I_{304} = 856,18 \text{ (A)}$$

➤ Cabo 700 MCM – 354 mm²

- Cálculo de qc **Do = 0,0803 pés** **D = 0,9636'**

$$\frac{Do \phi V}{\mu f} = 801,72$$

- Cálculo de qc

Substituindo-se os parâmetros na equação e calculando, obtém-se:

$$q_c = 15,55 \text{ w/ft}$$

- Cálculo de qr

Substituindo-se e calculando:

$$q_r = 6,29 \text{ w/ft}$$

- Cálculo de qs

Substituindo-se e calculando:

$$q_s = 3,85 \text{ w/ft}$$

A ampacidade será

$$I_{354} = \sqrt{\frac{15,55 + 6,29 - 3,85}{0,0204} \times 1000}$$

$$I_{354} = 939,07 \text{ (A)}$$

➤ Cabo 750 MCM – 380 mm²

- Cálculo de qc

$$D_o = 0,0831 \text{ pés}$$

$$D = 0,9972'$$

$$\frac{D_o q f V}{\mu f} = 829,67$$

- Cálculo de qc

Substituindo-se os parâmetros na equação e calculando, obtém-se:

$$q_c = 15,82 \text{ w/ft}$$

- Cálculo de qr

Substituindo-se e calculando:

$$q_r = 6,51 \text{ w/ft}$$

- Cálculo de qs

Substituindo-se e calculando:

$$q_s = 3,98 \text{ w/ft}$$

A ampacidade será

$$I_{380} = \sqrt{\frac{15,81 + 6,51 - 3,98}{0,0191} \times 1000}$$

$$I_{380} = 979,90 \text{ (A)}$$

➤ Cabo 800 MCM – 405 mm²

- **Cálculo de qc** **Do = 0,0858 pés** **D = 1,0296'**

$$\frac{Do q_f V}{\mu f} = 856,62$$

- **Cálculo de qc**

Substituindo-se os parâmetros na equação e calculando, obtém-se:

$$q_c = 16,08 \text{ w/ft}$$

- **Cálculo de qr**

Substituindo-se e calculando:

$$q_r = 6,73 \text{ w/ft}$$

- **Cálculo de qs**

Substituindo-se e calculando:

$$q_s = 4,11 \text{ w/ft}$$

A ampacidade será

$$I_{405} = \sqrt{\frac{16,08 + 6,73 - 4,11}{0,0187} \times 1000}$$

$$I_{405} = 1.000 \text{ (A)}$$

Tabela Resumo

Tabela 16 – Resumo da Ampacidade dos cabos.

Bitola MCM	Seção (mm²)	Ampacidade (A)	Corrente Máxima (1) Admissível (A)	Standard (2) Hadbook
105,5	53,45	292,73	310	309
167,8	85,02	391,68	420	416
211,6	107	443,59	480	484
250	126	500,00	540	540
300	152	571,42	610	607
400	200	663,49	730	730
500	253	763,21	840	842
600	304	856,18	940	945
700	354	939,07	1040	1040
750	380	979,90	1090	1090
800	405	1.000,00		
(1) – Linha Aéreas – Dario Fuchs – cobre com 97,3% condutividade				
(2) – Temperatura no condutor a 75 °C e ambiente 25 °C				

4.4.7 – Seleção dos cabos dos barramento

Para o barramento de 69 kV, tendo em conta a corrente nominal de 627,56 A, calculada para a operação dos 2 (dois) transformadores, recomenda-se.

Cabo de cobre nu – **Bitola 400 MCM – seção 200 mm².**

Ampacidade calculada 663,49 A.

5- Conclusão

As atividades desenvolvidas durante o período de estágio contribuíram de forma concisa para o aumento e conclusão do período de aprendizado da graduação do curso de engenharia elétrica, iniciado no ano de 2003.

Outros ganhos também foram inegáveis, no campo pessoal, um aprendizado único e excepcional.

O grande conhecimento adquirido ajudou a cobrir algumas lacunas deixadas durante a graduação, principalmente nos assuntos referentes às atividades desenvolvidas.

Contudo, o aprendizado do cotidiano do engenheiro foi imensurável, só durante estes pouco mais de cinco meses que compreendi o que é ser engenheiro, isto não se mede.

6 – Bibliografia

- [1] W.E. Pakola and E.R. Taylor Jr. A Method for analysis of Radio Noise on High Voltage Transmission Lines. IEEE PAS 87, Feb. 1968.
- [2] Transmission Line Reference Book 345 kV and Above Electric Research Council Electric Power Research Institute, 1975
- [3] IEEE Committee Report. A Survey of Methods for Calculating Transmission Line Conductors Surface Voltage Gradient. AIEE PAS, pp 1996, Nov./ Dec. 1979.
- [4] R. D. Fuchs. Transmissão de Energia Elétrica – Linhas Aéreas. Volume 2.
- [5] H. Creder. Instalações Elétricas – 14^o Edição, ano 2006
- [6] J. Mamede Filho. Instalações Elétricas Industriais – 7^o Edição, ano 2006
- [7] Empresa PRYSMIAM. Manual de Instalações Elétricas – 1^o Edição, ano 2005
- [8] NBR 5410 (2004). Norma Brasileira para Instalações Elétricas em Baixa Tensão, 2004.
- [9] NBR 14039 (2003). Norma Brasileira para Instalações Elétricas em Média Tensão, 2003.