



Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Departamento de Engenharia Elétrica

RELATÓRIO DE ESTÁGIO INTEGRADO

ARTHUR FARIAS ARANHA MONTEIRO

Campina Grande - PB

Novembro de 2012

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

RELATÓRIO DE ESTÁGIO INTEGRADO

Relatório de Estágio Integrado apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, em cumprimento parcial às exigências para obtenção do Grau de Engenheiro Eletricista.

ALUNO: _____

Arthur Farias Aranha Monteiro

ORIENTADOR: _____

Damásio Fernandes Júnior

Campina Grande - PB

Novembro de 2012

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

RELATÓRIO DE ESTÁGIO INTEGRADO

Estagiário: Arthur Farias Aranha Monteiro

Empresa: Consórcio de Alumínio do Maranhão - ALUMAR

Período de Estágio: 06 de fevereiro a 01 de novembro de 2012

Supervisor: Eng^o Carlos César Vieira Silva

Orientador: Damásio Fernandes Júnior, D.Sc.

Campina Grande - PB

Novembro de 2012

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Normando e Maria José, pelo grande desafio que foi guiar e educar a mim e a meu irmão André.

A minha namorada Lucilia que eu amo tanto e que tem sido uma verdadeira companheira desde que nos conhecemos.

A meu irmão André que foi meu companheiro de brincadeiras na infância e quero que o seja até o fim.

A minha Tia Dida que me acolheu como uma mãe nesses últimos anos e que trabalhou tanto para que eu conseguisse concluir a graduação.

A minha Tia Cucu que tem sido uma fonte de sabedoria e inspiração e com quem vivi momentos tão felizes no cariri.

A meus tios Gedilson e Corrinha tão bondosos e prestativos e que me recebem em sua casa com a mesma alegria de sempre.

Aos meus primos e irmãos de coração com quem compartilho momentos tão felizes e que sempre estão prontos para me ajudar.

À Vovó Ester que olha por nós lá do céu e que foi tão importante para toda a nossa família.

Ao meu avô Severino e a minha avó Edite cuja casa eu sempre visitava.

Aos meus Tios Noaldo e Normaci que conviveram comigo em Patos.

Aos meus grandes amigos de todas as horas João, Matheus, Rafael, Victor e Túlio que me ensinaram tanto e dividiram momentos difíceis e alegres comigo.

A Maria que recebeu a mim e a meu irmão tão bem.

A Drielly que foi uma verdadeira amiga em São Luís.

Ao Prof. Damásio Fernandes pela orientação e dedicação apresentadas nesses últimos anos.

A toda a equipe da ALUMAR pelos ensinamentos e pela grande oportunidade que me proporcionaram.

Dedico este trabalho à minha mãe, ao meu pai e a todos os meus familiares que me ajudaram tanto nesta caminhada. A Lucilia que tem me proporcionado momentos tão felizes. Aos amigos que me ajudaram a chegar aqui.

“Por ser de lá. Do sertão, lá do cerrado. Lá do interior do mato, da caatinga, do roçado. Eu quase não saio, eu quase não tenho amigos. Eu quase que não consigo ficar na cidade sem viver contrariado.”

Gilberto Gil & Dominginhos

RESUMO

Este relatório de Estágio Integrado tem por objetivo descrever as atividades desenvolvidas durante o estágio realizado na empresa Consórcio de Alumínio do Maranhão - ALUMAR. O estágio foi realizado no sistema de força, na área de proteção e operação de subestações e manutenção de equipamentos elétricos. O texto apresenta a organização da empresa, além dos principais esquemas de proteção utilizados pela ALUMAR.

Palavras-chave: Proteção de sistemas elétricos; operação de sistemas elétricos; manutenção de equipamentos elétricos.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Vista aérea do Porto da ALUMAR.....	2
Figura 2.	Vista aérea da Refinaria da ALUMAR.....	3
Figura 3.	Vista aérea da redução da ALUMAR.....	3
Figura 4.	Vista de uma cuba eletrolítica.....	4
Figura 5.	Vista dos painéis da <i>112x</i>	6
Figura 6.	Vista da Sala 102.....	7
Figura 7.	Topologia da rede da <i>112x</i>	8
Figura 8.	Esquema da Proteção diferencial.....	11
Figura 9.	Proteção diferencial – Falta externa.....	11
Figura 10.	Proteção diferencial – Falta interna.....	11
Figura 11.	Impedância característica não direcional.....	12
Figura 12.	Característica de um relé de impedância combinado com um elemento direcional.....	13
Figura 13.	Esquema da proteção diferencial de linha.....	18
Figura 14.	Aproximação do erro do TC.....	20
Figura 15.	Característica de operação da proteção diferencial de linha.....	21
Figura 16.	Diagrama lógico da restrição de corrente de <i>inrush</i>	23
Figura 17.	Curto-circuito num loop fase-fase.....	24
Figura 18.	Diagrama lógico do sistema de medição fase-fase.....	24
Figura 19.	Curto-circuito num loop fase-terra.....	25
Figura 20.	Diagrama lógico do sistema de medição fase-terra.....	25
Figura 21.	Característica quadrilateral.....	26
Figura 22.	Determinação da direção com tensões em quadratura.....	27
Figura 23.	Proteção rápida de barra através de bloqueio reverso.....	29

Lista de Tabelas

Tabela 1.	Relé de proteção.....	14
Tabela 2.	Dados da linha de transmissão - comprimento.....	15
Tabela 3.	Dados da linha de transmissão – cabos.....	15
Tabela 4.	Dados do TC e TP.....	15
Tabela 5.	Impedâncias da linha – forma cartesiana.....	16
Tabela 6.	Impedâncias da linha – forma polar.....	17
Tabela 7.	Valores usados para a determinação de direção.....	28

SUMÁRIO

1.	Introdução	1
1.1	Apresentação do texto.....	1
2.	Caracterização da empresa	2
2.1	Consórcio de alumínio do maranhão – Alumar.....	2
3.	Sistema Elétrico da Alumar	5
3.1	Subestação 112x.....	5
3.2	Subestação 112y.....	8
4.	Atividades realizadas	10
4.1	Fundamentação Teórica.....	10
4.1.1	Proteção Diferencial	10
4.1.2	Proteção de Distância	11
4.2	Dados Gerais.....	13
4.2.1	Relé de Proteção	13
4.2.2	Linha de Transmissão	15
4.2.3	Dados do TC e TP	15
4.2.4	Impedância da Linha de Transmissão	16
4.3	Avaliação do Esquema da Proteção Diferencial de Linha Eletronorte- Alumar.....	17
4.3.1	Transmissão dos Valores Medidos	18
4.3.2	Estabilização	19
4.3.3	Correntes Capacitivas	19
4.3.4	Erros	19
4.3.5	Cálculo das Grandezas Medidas	20
4.3.6	Comparação de Carga	21
4.3.7	Restrição do Segundo Harmônico	22
4.4	Proteção de Distância.....	23
4.4.1	Loop Fase-Fase	24
4.4.2	Loop Fase-Terra	24
4.4.3	Característica Quadrilateral	25
4.4.4	Determinação da Direção	26

4.5	Proteção Rápida de Barra Através de Bloqueio Reverso Via IEC61850.....	28
5.	Conclusão.....	32
6.	Referências Bibliográficas.....	33
8.	Anexo A – Diagrama Unifilar da 112x.....	34
9.	Anexo B – Diagrama Unifilar 112y.....	35
10.	Anexo C – Esquema do IED 7SD5235.....	36

1 INTRODUÇÃO

O estágio integrado da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG) para o curso de Engenharia Elétrica possui *status* de disciplina curricular. Assim, o seu objetivo é aproximar o aluno prestes a se formar do mercado de trabalho, garantindo assim, uma formação que tenta abranger todos os aspectos relacionados à engenharia.

O estágio foi realizado no departamento de engenharia do Sistema de Força da ALUMAR (Consórcio de Alumínio do Maranhão) localizada em São Luís, no Estado do Maranhão. A ALUMAR é um consórcio formado pelas empresas: Alcoa, Rio Tinto Alcan e BHP Biliton.

O supervisor do estágio, por parte da empresa, foi o engenheiro de operação da ALUMAR Carlos César Vieira Silva, e, na UFCG, o trabalho foi orientado pelo professor Damásio Fernandes Júnior, tendo início no dia 6 de fevereiro de 2012 e término no dia 14 de setembro de 2012. O estágio teve como objetivo a familiarização dos esquemas de proteção utilizados em sistemas elétricos, além da operação e manutenção em tais sistemas.

1.1 APRESENTAÇÃO DO TEXTO

Além deste capítulo introdutório, o trabalho é composto por cinco capítulos, descritos a seguir:

No capítulo 2 descreve-se a empresa onde se realizou o estágio, além da sua divisão organizacional.

No capítulo 3 é feita uma descrição do sistema elétrico da ALUMAR.

No capítulo 4 apresentam-se os principais esquemas de proteção da ALUMAR.

No capítulo 5 é apresentada a conclusão.

2 CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA

2.1 CONSÓRCIO DE ALUMÍNIO DO MARANHÃO - ALUMAR

Inaugurado desde julho de 1984 e formado pelas empresas Alcoa, Rio Tinto Alcan e BHP Biliton, o Consórcio de Alumínio do Maranhão (ALUMAR) é um dos maiores complexos de produção de alumina e alumínio primário do mundo e desempenha importante papel sócio-econômico no Estado do Maranhão. A ALUMAR está dividida em Porto, Refinaria e Redução. No Porto, apresentado na Figura 1, há o desembarque das matérias-primas e dos insumos usados na fabricação do alumínio, como também embarque do excedente de produção da alumina para ser comercializada [1].



Figura 1. Vista aérea do Porto da ALUMAR [1].

A Refinaria é responsável pelo refino da bauxita e extração da alumina. Após sua expansão, em 2009, a produção passou de 1,5 para 3,5 milhões de toneladas de alumina ao ano. Na Figura 2 é apresentada a vista aérea da Refinaria da ALUMAR.



Figura 2. Vista aérea da Refinaria da ALUMAR [1].

A redução é a parte final da cadeia produtiva, responsável pela redução da alumina em alumínio, que ocorre no interior da cuba eletrolítica, produzindo anualmente cerca de 440 mil toneladas de alumínio. Nas Figuras 3 e 4, estão apresentadas, respectivamente, a vista aérea da Redução e a estrutura de uma cuba eletrolítica.



Figura 3. Vista aérea da Redução da ALUMAR [1].

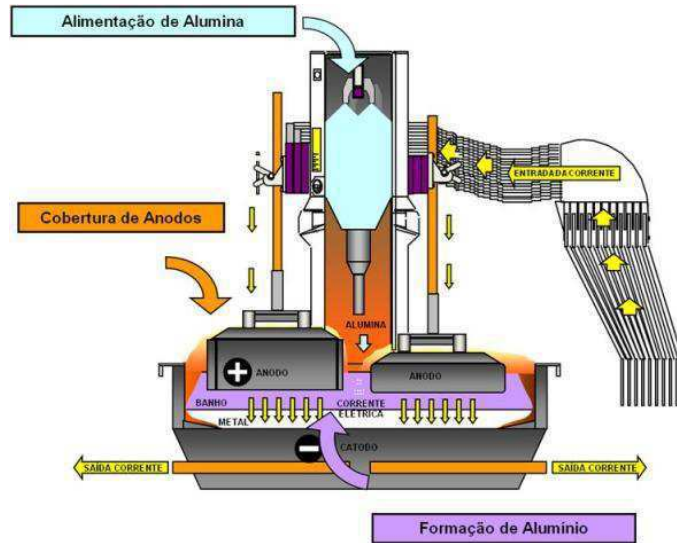


Figura 4. Vista frontal de uma cuba eletrolítica [1].

Com seu modelo de negócios estruturado na sustentabilidade que assegura a excelência ambiental, responsabilidade social e o sucesso econômico, o Sistema de Gestão da Alcoa (ABS) busca melhoria contínua na qualidade do sistema produtivo através de diminuição de custos, redução do tempo de produção e melhorias das condições de saúde, segurança e meio ambiente. A ALUMAR é reconhecida através de certificações como as Normas ISO 14001 (Gestão Ambiental), OHSAS 18001 (Gerenciamento de Segurança do Trabalho e Saúde Ocupacional), ISO 9001 (Gestão da Qualidade) e SA 8000 (Responsabilidade Social) [1].

3 SISTEMA ELÉTRICO DA ALUMAR

O sistema elétrico da ALUMAR é composto por duas subestações principais, *112y*, localizada na Redução, e *112x*, localizada na Refinaria. Os diagramas unifilares de tais subestações estão nos Anexos A e B, respectivamente. Estas duas subestações são atendidas em 230 kV.

Além das subestações *112y* e *112x*, existem na ALUMAR subestações de área que alimentam os diversos setores da fábrica, sendo que, todas as subestações de área são atendidas em 13,8 kV.

3.1 SUBESTAÇÃO *112x*

A subestação *112x* é a responsável por alimentar toda a Refinaria e o Porto. Ela é alimentada por meio de duas linhas de 230 kV, que derivam da linha principal que interliga a Redução com a Subestação São Luís II pertencente à Eletronorte. As linhas são designadas como 4 e 5 e possuem uma chave de interligação.

No nível de 230 kV, a *112x* é constituída por dois transformadores de 230 kV/13,8 kV de 50 MVA cada. Os dois transformadores são denominados por T1R e T3R. No pátio da subestação existe espaço para um terceiro transformador (T2R) que poderá ser instalado em caso de uma nova expansão da Refinaria.

No nível de 13,8 kV, a *112x* é constituída por 7 barras A, B, C, D, E, F e a barra de sincronismo. O transformador T1R alimenta a barra D, enquanto que o transformador T3R alimenta a barra E. A barra F pode ser alimentada por meio de um disjuntor de interligação de barras, por meio da barra D ou da barra E. A barra F também pode ser alimentada por meio da barra de sincronismo. É importante ressaltar que os dois disjuntores de interligação de barras 52EF e 52DF não podem estar fechados simultaneamente caso os dois transformadores T1R e T3R estejam inseridos no sistema, para limitar o nível de curto-circuito nas barras de 13,8 kV.

A Refinaria aproveita o vapor gerado nas caldeiras, inerentes ao seu processo, para produzir energia em um sistema de cogeração constituído por dois turbogeradores de 30 MW cada. Os dois turbogeradores são designados por TG21 e TG31.

O TG21 alimenta a barra A, enquanto que o TG31 alimenta a barra B. A barra C pode ser alimentada por meio de um disjuntor de interligação de barras, por meio da barra A ou da barra B. Assim como a barra F, a barra C também pode ser alimentada por meio da barra de sincronismo. A questão levantada para a barra F, também vale para a barra C, ou seja, os dois disjuntores de interligação de barras 52AC e 52BC não podem estar fechados simultaneamente caso os dois turbogeradores TG21 e TG31 estejam inseridos no sistema, para limitar o nível de curto-circuito nas barras de 13,8 kV.

As barras A, B e C podem ser interligadas com as barras D, E e F através da barra de sincronismo e reatores limitadores de corrente.

Existem dois prédios na região que compreende a subestação 112x, sendo que um deles é formado por duas salas onde se encontram os cubículos e painéis, mostrados na Figura 5, de controle e proteção das barras A, B, C, D, E e F.



Figura 5. Vista dos painéis da subestação 112x.

A sala 101 contém cubículos e painéis das barras A, B e C, enquanto que a sala 102, que é mostrada na Figura 6, contém cubículos e painéis das barras D, E e F.



Figura 6. Vista da Sala 102.

Os cubículos das salas em sua maioria contêm os disjuntores dos primários dos transformadores de área que alimentam as diversas subestações secundárias da Refinaria. O outro prédio constitui a sala 103, que contém a barra de sincronismo, além das chaves seccionadoras que interligam a barra de sincronismo aos reatores limitadores de corrente.

Toda a configuração da subestação *112x* foi projetada de tal forma a limitar o nível de curto-circuito nas barras, pois os cubículos foram projetados para suportar no máximo 40 kA em situação de curto-circuito. Assim, existe um esquema de intertravamento que não permite que duas fontes sejam ligadas à mesma barra simultaneamente. Daí o motivo de as barras A, B e C serem interligadas com as barras D, E e F por meio de reatores limitadores de corrente.

Das barras B e C derivam as Linhas aéreas de 13,8 kV Sul e Norte, respectivamente. Estas linhas alimentarão as subestações de área do Porto.

O projeto da subestação *112x* contemplou o novo protocolo de comunicação IEC61850. Assim, todos os IEDs (*Intelligent Electronic Devices*) da subestação *112x* se comunicam por meio deste protocolo. A Figura 7 representa a topologia da rede utilizada na sala 102 (a mesma topologia é utilizada na sala 101).

Os IEDs da barra E estão interligados em anel. Já para as barras D e F, foram utilizados dois anéis por barra.

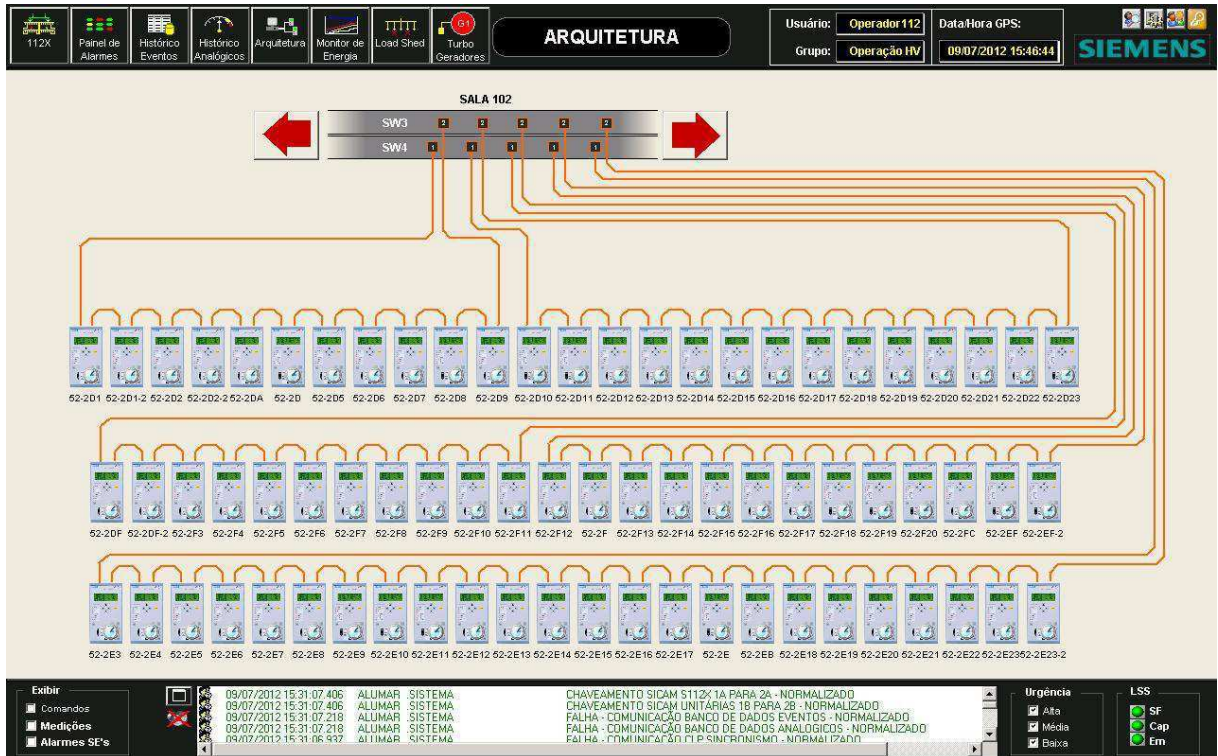


Figura 7. Topologia da rede da subestação 112x.

3.2 SUBESTAÇÃO 112y

A subestação 112y é responsável por alimentar a Redução. Ela, assim como a subestação 112x, é alimentada através de duas linhas de transmissão de 230 kV que são designadas por Circuito I e Circuito II.

A subestação 112y é constituída por duas barras simples designadas como Barra 1A e 2A; após passarem por uma chave seccionadora, as barras são designadas como 1B e 2B. As barras podem ser interligadas por meio de um disjuntor de interligação de barras. A subestação 112y possui 11 transformadores principais; os transformadores T1, T2 e T3 são de 230 kV/34,5 kV e são responsáveis por alimentar as salas de cubas pelo barramento principal de cada sala, sendo que, o T1 e T3 são alimentados pela barra 1B e o T2 é alimentado pela barra 2B. O transformador T1 possui potência nominal de 252 MVA, o T2 tem potência de 296 MVA e o T3 de 343 MVA; os transformadores T00 e T0 de 230 kV/34,5 kV são transformadores reservas e podem alimentar um por vez, qualquer das salas por meio do barramento reserva. O T00 é um transformador regulador e pode ser alimentado por qualquer uma das barras de 230 kV, enquanto que o T0 está ligado à barra 2B.

Ligados ao secundário dos transformadores T1, T2, T3 e T0 estão os transformadores reguladores de tensão designados por TR-1, TR-2, TR-3 e TR-0, respectivamente. A relação de transformação dos transformadores reguladores de tensão é $34,5 \text{ kV}/34,5 \text{ kV} \pm 10\%$.

Os reguladores de tensão alimentam os transformadores retificadores nas respectivas salas de retificadores 301, 302 e 303. A sala 301 possui sete transformadores retificadores, enquanto que as salas 302 e 303 possuem cada uma, seis transformadores retificadores.

Os transformadores T7 e T8 de $230 \text{ kV}/13,8 \text{ kV}$ são responsáveis por alimentar as subestações de área da Redução. O T7 está conectado à barra 2B e o T8 à barra 1B. Vale salientar que as barras 1B e 2B podem ser interligadas por meio do disjuntor de interligação.

Entre o secundário dos Transformadores T1, T2, T3 e T0 e o primário dos respectivos transformadores reguladores de tensão, existem transformadores de aterramento que têm por função limitar a corrente de curto-circuito fase-terra e servir de referência para o sistema de proteção. Vale salientar que o aterramento é feito através de resistências. Para o caso do T00, T7 e T8, o transformador de aterramento é conectado normalmente no secundário já que não possuem reguladores.

No nível de tensão de $13,8 \text{ kV}$, a subestação 112y é constituída por duas barras designadas por Barra A e Barra B e que possuem um disjuntor de interligação de barras. As subestações de área reduzem a tensão de $13,8 \text{ kV}$ para $4,16 \text{ kV}$, 460 V , 220 V e 110 V .

4 ATIVIDADES REALIZADAS

As atividades realizadas durante o estágio foram referentes à manutenção, operação e proteção das subestações da ALUMAR. Neste relatório serão expostos alguns dos esquemas de proteção que são utilizados pela ALUMAR, englobando as proteções em 230 kV e 13,8 kV.

A equipe de engenharia do Sistema de Força da ALUMAR é composta por 5 engenheiros eletricitas, dos quais, existe um superintendente, um supervisor, um engenheiro *sênior*, um engenheiro pleno e um engenheiro *junior*.

4.1 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

4.1.1 Proteção Diferencial

O princípio básico da proteção diferencial consiste na comparação das correntes que entram e saem do equipamento protegido. Neste tipo de proteção, o relé opera quando a soma vetorial de duas ou mais correntes excede um valor pré-determinado. Isto pode ser visto na Figura 8.

A linha tracejada na Figura 8 representa o elemento a ser protegido pelo relé diferencial. Este elemento pode ser um trecho de uma linha de transmissão, o enrolamento de um gerador, um barramento, etc. Na figura, pode-se observar dois transformadores de corrente (TC), um a montante e outro a jusante do elemento a ser protegido. Os secundários destes TCs são interconectados. A bobina do relé de sobrecorrente é conectada no circuito secundário dos TCs como apresentado na Figura 8.

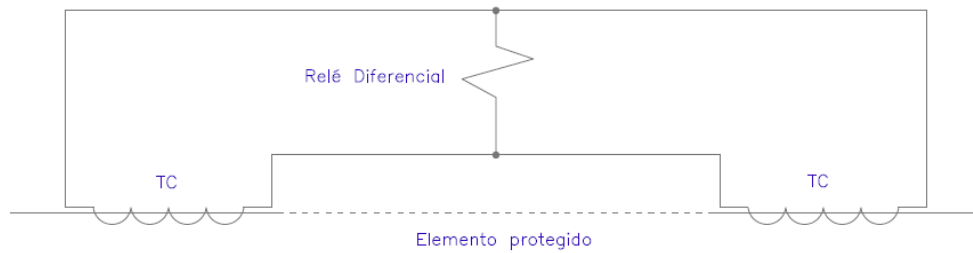


Figura 8. Esquema da proteção diferencial.

Para o caso de uma falta fora da zona do elemento protegido, a corrente irá circular pelos dois TCs e não passará pela bobina do relé como mostra a Figura 9. No caso de uma falta dentro da zona do elemento protegido (Figura 10), irá circular uma corrente através da bobina do relé, sendo esta corrente, a corrente proporcional à corrente de falta.

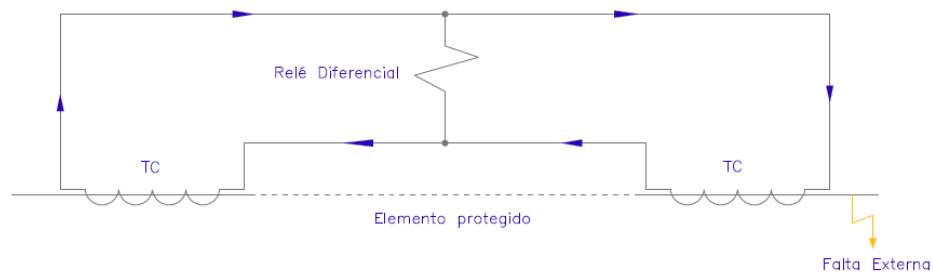


Figura 9. Proteção diferencial – Falta externa.

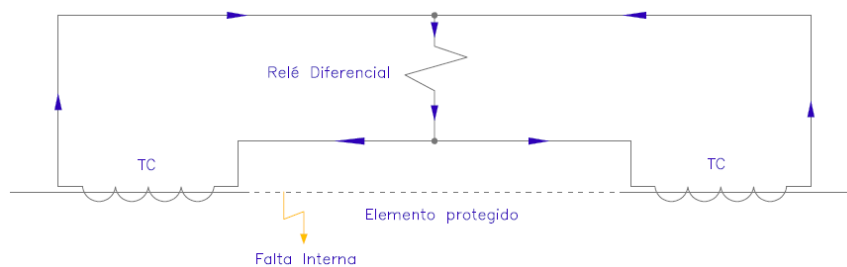


Figura 10. Proteção diferencial – Falta interna.

4.1.2 Proteção de Distância

Sabe-se que a impedância de uma linha de transmissão é proporcional ao seu comprimento. De modo a medir essa distância, é apropriado usar um relé capaz de mensurar a impedância da linha desde o relé até um ponto pré-determinado (ponto de alcance). O relé de distância é projetado para operar apenas quando ocorrer faltas entre o relé e o ponto de

alcance, dessa forma, disponibilizando a discriminação do local e da fase para faltas que podem ocorrer em diferentes secções da linha [5].

O princípio básico de funcionamento da proteção de distância envolve a divisão da tensão vista pelo relé pelo valor da corrente. A impedância aparente então calculada é comparada com a impedância do ponto de alcance do relé. Se o valor da impedância é menor que o ponto de alcance, então considera-se que existe uma falta na linha entre o relé e o ponto de alcance [6].

A Figura 11 representa um relé de distância não direcional. Essa característica não leva em consideração a defasagem entre a corrente e a tensão vista pelo relé. Desse modo, sua impedância característica, quando traçada em um diagrama $R-X$, é um círculo com seu centro na origem das coordenadas e de raio igual ao ajuste do relé em ohms. A atuação ocorre para todos os valores de impedância menores que o valor de ajuste, ou seja, para todos os pontos dentro do círculo. Assim, o relé irá operar para todas as faltas ao longo do vetor AL e também para todas as faltas atrás do relé para um valor de impedância ao longo do vetor AM [5]. Pode-se notar que o ponto A é a posição de instalação do relé; RAB , o ângulo entre a corrente de falta, e a tensão do relé para uma falta na linha AB ; e RAC , é o ângulo equivalente para uma falta na linha AC . Ademais, o vetor AB representa a impedância na frente do relé entre o ponto de instalação do relé e o final da linha AB . Além disso, AC representa a impedância da linha AC atrás do ponto de instalação do relé. Por fim, AL representa o alcance da proteção instantânea da zona 1, que será discutida nos próximos parágrafos, ajustado para cobrir 80% até 85% da linha protegida [2].

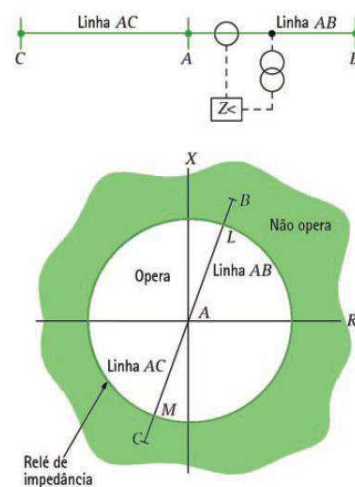


Figura 11. Impedância característica não direcional [5].

O fato de ser não direcional faz com que o relé necessite de um elemento direcional para a determinação correta de uma falta, além de ficar susceptível a oscilações de potência e ao carregamento pesado de linhas longas, por causa da grande área coberta pelo círculo de impedância.

A adição de um elemento direcional no relé de distância altera a impedância característica do relé para a da Figura 12. Sendo assim, pode-se observar que a característica do elemento direcional é uma linha reta no diagrama $R-X$. Mais precisamente, a região de operação está a $\pm 90^\circ$ do ângulo de máximo torque (isso para os relés eletromecânicos) [7].

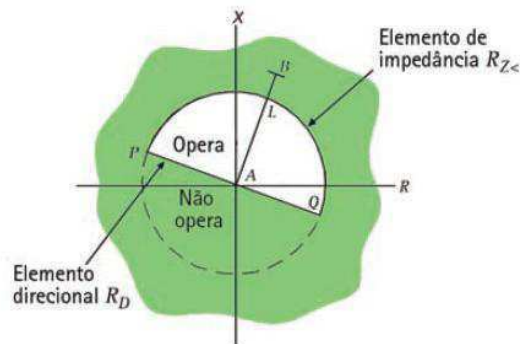


Figura 12. Característica de um relé de impedância combinado com um elemento direcional [5].

4.2 DADOS GERAIS

Este item apresenta os dados gerais do relé utilizado, da linha de transmissão disponível e dos TCs e dos TPs (transformadores de potencial) utilizados.

4.2.1 Relé de Proteção

Os dados do relé de proteção são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1. Relé de proteção [3].

Relé	Modelo	Fabricante	Função
7SD5235	7SD5235-5AC99- 9HJ0+LOS+M2G+NOG	SIEMENS	87L, 21, 21N, 50/51, 50/51N, 67N, 68PSB

No Anexo C está apresentada a estrutura básica do relé. O relé é equipado com um processador de 32 bits, que executa todo o processamento numérico das funções, desde a aquisição dos valores medidos até a saída dos comandos para os disjuntores.

A seção MI consiste de amplificadores, multiplexadores, conversores analógicos-digitais, banco de memórias. Basicamente, elas transformam as grandezas analógicas em grandezas digitais e as fornece para o processador onde elas são processadas como valores numéricos em algoritmos residentes.

É possível ver que existe um LED que indica erro no relé, LED's reservados para indicações definidas na configuração do relé e um LED para indicar o funcionamento correto do relé. O relé possui saídas binárias que podem ser configuradas, um sistema de interface que se comunica com o supervisor (SCADA), uma interface para comunicação com um computador e/ou uma rede IEC 61850 (é possível encomendar o relé com uma placa que se comunique com algum outro protocolo), um módulo responsável pela sincronização de tempo e possui também entradas binárias [3].

O μ C processa, além das funções de controle, as funções de proteção, dentre as quais se destacam:

- Filtragem e formação dos valores medidos para criar os dados de comparação;
- Formulação do protocolo de comparação dos dados;
- Verificação do protocolo dos dados recebidos;
- Comparação dos dados locais com os recebidos;
- Verificação dos valores limites;
- Decisão de comandos de desligamento;
- Armazenamento e apresentação de mensagens e dados de falta.

4.2.2 Linha de Transmissão

Os dados das linhas de transmissão são apresentados nas Tabelas 2 e 3.

Tabela 2. Dados da linha de transmissão - comprimento.

Trecho	Comprimento (km)
S.LUÍS II - DERIVAÇÃO	1,23
DERIVAÇÃO - REDUÇÃO	1,03
DERIVAÇÃO - REFINARIA	4,01

Tabela 3. Dados da linha de transmissão – cabos.

Trecho/Capacidade	Tipo do Cabo
S.LUÍS - DERIV. - REDUÇÃO	ACSR 636MCM Grosbeak 4c/fase
	2.950 A a 85 °C
DERIV. - REFINARIA	ACSR 636MCM Grosbeak 1c/fase
	737,5 A a 85 °C

OBS: “DERIV.” Corresponde ao ponto da LT S.LUÍS – Redução de onde deriva o ramal que alimenta a SE Refinaria.

4.2.3 Dados do TC e TP

Os dados do TC e do TP são apresentados nas Tabelas 4 e 5.

Tabela 4. Dados do TC e TP.

	Relações existentes	Exatidão proteção
TC	600/1000/1500x1200/2000/3000-5-5-5-5-5 A	10B800 ($R_{SEC} = 0,58 \Omega$ FT = 1,2)
TP	$\frac{230}{\sqrt{3}}$ kV - $\frac{230}{\sqrt{3}}$ kV / 115 V	0,3P100 0,6P100

4.2.4 Impedância da Linha de Transmissão

As impedâncias da linha de transmissão são apresentadas nas Tabelas 5 e 6.

Tabela 5. Impedâncias da linha de transmissão – forma cartesiana.

Forma cartesiana						
	R_1	X_1	C_1 (μF)	R_o	X_o	C_o (μF)
Valor percentual* (%)						
S. LUÍS II – DERIV	0,0056	0,0675	-	0,0559	0,1950	-
DERIV. - REDUÇÃO	0,0047	0,0565	-	0,0468	0,1633	-
DERIV. – REFINARIA	0,0703	0,3819	-	0,2211	0,8945	-
Valor primário (Ω)						
S. LUÍS II – DERIV	0,0295	0,3569	0,0058	0,2958	1,03	0,0058
DERIV. - REDUÇÃO	0,0247	0,2989	0,0049	0,2477	0,86	0,0049
DERIV. – REFINARIA	0,3721	2,0202	0,0190	1,1697	4,73	0,0190
Valor secundário (Ω)						
S. LUÍS II – DERIV	0,0089	0,1071	0,1165	0,0887	0,3090	0,1165
DERIV. - REDUÇÃO	0,0074	0,0897	0,0976	0,0743	0,2580	0,0976
DERIV. – REFINARIA	0,1116	0,6061	0,3799	0,3509	1,4190	0,3799

*Valores de base: ($P_{\text{BASE}} = 100 \text{ MVA}$ e $V_{\text{BASE}} = 230 \text{ kV}$)

Tabela 6. Impedâncias da linha de transmissão – forma polar.

Forma Polar*						
	Z_1	Φ_1		Z_o	Φ_o	
Valor primário (Ω)						
S. LUÍS II – DERIV	0,36	85,27		1,07	74,00	
DERIV. - REDUÇÃO	0,30	85,27		0,9	74,00	
DERIV. – REFINARIA	2,05	79,56		4,87	76,11	
Valor secundário (Ω)						
S. LUÍS II – DERIV	0,11	85,27		0,32	74,00	
DERIV. - REDUÇÃO	0,09	85,27		0,27	74,00	
DERIV. – REFINARIA	0,62	79,56		1,46	76,11	

* ângulo em graus.

4.3 AVALIAÇÃO DO ESQUEMA DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE LINHA ELETRONORTE-ALUMAR

Como tarefa principal do estágio, estava o estudo e entendimento dos esquemas de proteção da ALUMAR para que fosse possível intervir de forma correta na configuração dos IED's em caso de falha da proteção. Sendo assim, nesta seção serão apresentadas as características específicas da proteção diferencial de linha da ALUMAR. A proteção diferencial implementada na linha de transmissão Eletronorte-ALUMAR utiliza três terminais, como é possível observar na Figura 13. São utilizados três IEDs da marca Siemens - modelo 7SD5235. Um dos IEDs está localizado na saída de linha da subestação São Luís II, enquanto que os outros dois, estão localizados nas entradas de linha da Redução e da

Refinaria. A comunicação entre os IEDs é realizada por meio de fibra ótica, o que garante confiabilidade e rapidez na transmissão dos dados.

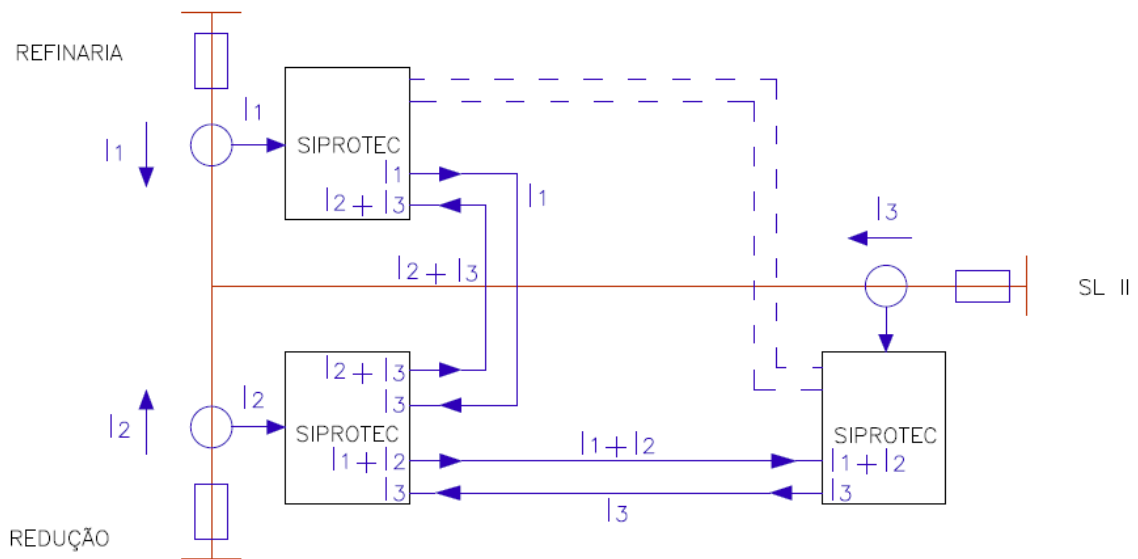


Figura 13. Esquema da proteção diferencial de linha.

4.3.1 Transmissão dos Valores Medidos

Ao contrário do que acontece em equipamentos como transformadores, geradores e barramentos, onde as correntes medidas podem ser processadas imediatamente, na implementação da proteção diferencial de linha, em que a zona de proteção pode se estender por vários quilômetros é preciso levar em consideração o fato de as distâncias envolvidas não permitirem o processamento imediato das correntes. Assim, para processar as correntes medidas de todas as extremidades das linhas em cada extremidade, torna-se necessário a transmissão da corrente medida em cada extremidade para as outras extremidades de forma rápida e confiável para que não haja prejuízos ao sistema elétrico na eliminação da falta. O relé 7SD5 transmite os valores medidos como telegramas digitais por meio de fibra ótica. Assim, cada extremidade pode processar independentemente as três correntes, e tomar a decisão local de desligamento, caso seja configurada uma situação de defeito interno.

Na Figura 13 o relé localizado na Refinaria mede a corrente I_1 e a transmite como um fasor complexo \hat{I}_1 para o relé localizado na Redução. O relé da redução soma a corrente \hat{I}_1 com a sua própria corrente \hat{I}_2 e transmite a soma $\hat{I}_1 + \hat{I}_2$ para o relé localizado na subestação São Luís II, onde é acrescentada a corrente \hat{I}_3 à parcela $\hat{I}_1 + \hat{I}_2$. O mesmo procedimento

ocorre na direção contrária, ou seja, começando no relé de São Luís II e terminando no relé da redução [3].

A ligação em tracejado na Figura 13 permite realizar a ligação entre os relés em anel. Esse tipo de ligação provê redundância na transmissão das correntes medidas. Assim, mesmo que um dos *links* de comunicação falhe, a proteção diferencial não sairá de operação.

4.3.2 Estabilização

De modo que a proteção diferencial opere satisfatoriamente, é preciso levar em consideração erros de medição inseridos pelos TCs, erros inseridos pelo circuito de entrada do relé, erros de transmissão dos sinais e etc. Estes erros farão com que a soma de todas as correntes processadas pelos relés não seja nula em situação normal de operação. Deste modo, é preciso que a proteção seja estabilizada contra estas influências [3].

4.3.3 Correntes Capacitivas

A presença de capacitâncias entre fases e entre fases e a terra da linha faz com que exista uma corrente diferencial nas extremidades. Este efeito é mais forte em cabos isolados. Esta corrente depende principalmente da tensão e capacitância da linha, devendo ser considerada no ajuste da proteção diferencial [3].

4.3.4 Erros

Os erros que podem influenciar o desempenho dos relés são provenientes de TCs, harmônicos, desvios de frequência, sincronização, etc.

De modo que o relé não opere indevidamente no caso dos erros devidos aos TCs, é preciso que cada relé calcule uma grandeza de estabilização ΔI , que é obtida a partir dos

dados de placa relativos à exatidão do TC e do valor de corrente medido. Na Figura 14 é apresentada a aproximação adotada pelo relé.

Para as outras fontes de erros, também é calculado um valor de estabilização para cada relé e transmitidos para os outros relés. Assim, o relé irá operar com o máximo de sensibilidade, permitindo a detecção de faltas com altas resistências na presença de altas correntes de carga, com segurança [3].

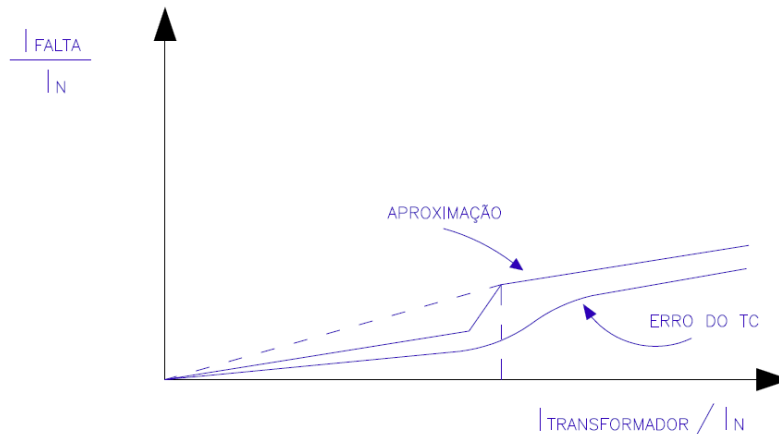


Figura 14. Aproximação do erro do TC.

4.3.5 Cálculo das Grandezas Medidas

Neste esquema de proteção, o cálculo dos valores medidos é efetuado separadamente para cada fase, como também a corrente de neutro. Cada relé calcula a corrente diferencial, a partir da soma dos fasores de corrente medidos nas três extremidades da linha. Em uma situação ideal, esta soma representa a corrente de curto-circuito da linha. Em um sistema sem falta, ela é baixa e praticamente igual à corrente capacitiva da linha.

A corrente de estabilização se contrapõe à corrente diferencial. Ela é igual à soma dos erros máximos nas extremidades da linha, sendo obtida a partir das correntes medidas e de parâmetros de TCs ajustados nos relés. Portanto, o erro máximo do TC dentro da faixa nominal e da faixa de curto-circuito é multiplicado pela corrente de cada extremidade. O valor total, incluindo erros internos de medição, é transmitido para outra extremidade da linha.

A característica de operação da proteção diferencial, a qual pode ser visualizada na Figura 15, deriva da característica de estabilização $I_{DIFF} = I_{EST}$ (inclinação de 45°), que é cortada abaixo

do valor de ajuste $I - \text{DIFF} >$. Ela representa a expressão $I_{\text{EST}} = I - \text{DIFF} > + \sum(\text{erros dos TCs e outros erros de medição})$ [3].

Quando a corrente diferencial ultrapassar o limite de operação, bem como o maior erro possível de medição, a falta será declarada interna, área entre as retas (*TRIP*) da Figura 15.

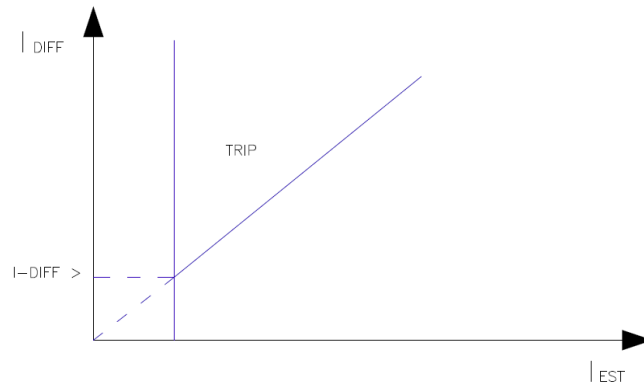


Figura 15. Característica de operação da proteção diferencial de linha.

4.3.6 Comparação de Carga

A função de proteção diferencial por comparação de carga elétrica é um estágio da proteção diferencial de linha, que permite desligar rapidamente o equipamento, quando ocorrer uma falta de corrente elevada.

Esta função soma os valores da integral de corrente calculada de acordo com a seguinte equação:

$$Q = \int_{t_1}^{t_2} i(t) dt \quad (1)$$

Onde Q é a carga elétrica em [C] e $i(t)$ é a corrente em [A].

O intervalo de integração (t_1 a t_2) é adotado como sendo um quarto de ciclo (60 Hz). A carga Q calculada é um valor escalar, muito mais fácil de obter e transmitir do que um valor complexo. As cargas das extremidades da linha são somadas da mesma forma como os fasores de corrente da proteção diferencial, ficando desta forma disponíveis para as duas extremidades.

Uma diferença de cargas elétricas surge imediatamente após o início de uma falta interna. Para correntes elevadas que podem levar os TCs à saturação, a decisão do relé deve ser tomada antes desta saturação. Já para faltas externas, a diferença de cargas é teoricamente

nula, no início da falta. Desta forma, a proteção determina imediatamente que há uma falta externa, e bloqueia sua própria função, impedindo que ela opere na hipótese de haver posterior saturação do TC. Geralmente, admite-se que o início da saturação do TC somente aconteça após um intervalo de integração (1/4 ciclo) [3].

A comparação de carga é efetuada por fase. Portanto, uma evolução de falta interna durante uma falta externa em fase diferente, será detectada imediatamente. A limitação desta função é para uma falta interna evolutiva durante uma falta na mesma fase, com saturação de TC. Neste caso, a falta será detectada pela proteção diferencial normal.

Além do mais, a função também é influenciada pela corrente capacitiva da linha, que provoca o aparecimento de diferença de cargas elétricas. Como já foi dito, esta função complementa a proteção diferencial da linha, operando rapidamente sob faltas com correntes elevadas.

4.3.7 Restrição do Segundo Harmônico

Uma alta corrente de *inrush* pode ocorrer ao energizar-se um transformador. Sabe-se que a corrente de *inrush* apresenta um alto teor de componentes harmônicas, principalmente a segunda harmônica. Assim, a proteção diferencial possui um sistema de medição e detecção da componente de segundo harmônico, sendo que, se esta componente for maior que um limiar pré-definido, o *trip* será bloqueado [3].

Esta restrição tem um limiar máximo pré-definido. Acima deste valor, a restrição do segundo harmônico não terá mais efeito, pois pode ser que haja uma elevada corrente de curto-circuito na área protegida. Na Figura 16, mostra-se o diagrama lógico para uma fase. A condição de restrição ao segundo harmônico é examinada em cada fase na qual a função foi ativada. A condição de bloqueio é transmitida para todos os dispositivos, sendo efetivo para todas as extremidades do equipamento protegido.

É possível configurar a função para que bloqueie a proteção diferencial apenas da fase afetada com o conteúdo de harmônicos de segunda ordem, como também configurar para que uma vez detectada a componente harmônica de segunda ordem em uma das fases, todas as três fases sejam bloqueadas.

Esta função está habilitada na proteção diferencial de linha da ALUMAR, devido aos constantes desligamentos que ocorreram quando da desabilitação da restrição do segundo

harmônico. É importante salientar que, antes da habilitação desta função, foi realizada uma avaliação (Ex. Inspeção dos isoladores) da linha protegida para saber se a atuação da proteção diferencial não estava ocorrendo devido a um defeito real na linha.

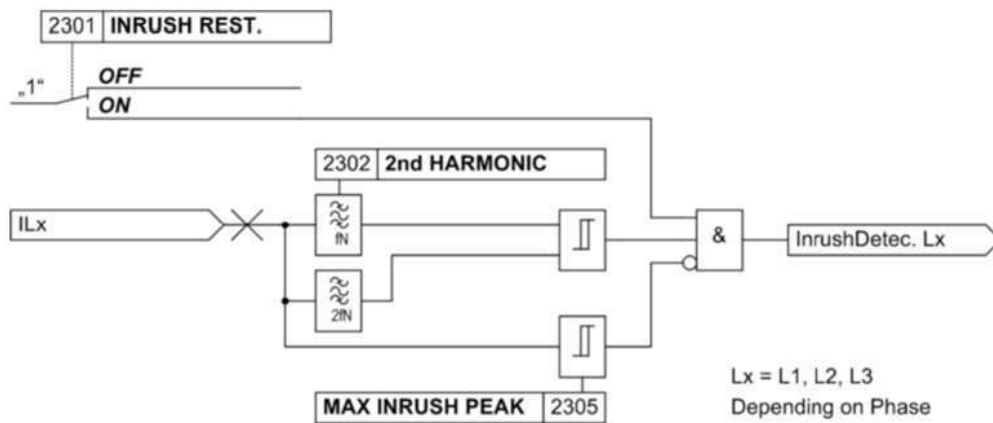


Figura 16. Diagrama lógico da restrição de corrente de *inrush* [3].

4.4 AVALIAÇÃO DA PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA

Sendo a proteção de distância um dos principais esquemas de proteção da ALUMAR, foi realizado o estudo desta proteção, configurando-se como atividade do estágio. Nesta seção será apresentado o esquema de proteção de distância da linha ALUMAR-ELETRONORTE.

A proteção de distância possui 6 *loops* simultâneos de medição de impedâncias, com diferentes esquemas de partida, dos quais, foi escolhido o tipo subimpedância. Cada um dos seis *loops* (L1-E, L2-E, L3-E, L1-L2, L2-L3, L3-L1) possui um sistema de medição separado. Os *loops* fase-terra são avaliados quando houver um reconhecimento de falta à terra e o valor da corrente de fase exceder o valor pré-ajustado. Os *loops* fase-fase são avaliados quando a corrente em ambas as fases exceder este mesmo valor ajustado [3].

4.4.1 Loop Fase-Fase

Para calcular o *loop* fase-fase, por exemplo, durante uma falta bifásica L1-L2, conforme apresentado na Figura 17, a equação é:

$$I_{L1} \cdot Z_L - I_{L2} \cdot Z_L = U_{L1-E} - U_{L2-E} \quad (2)$$

Onde U é o valor da tensão complexa medida em [V], I é o valor da corrente medida em [A] e $Z = R + jX$ é a impedância da linha em [Ω]. Assim, a impedância é calculada como:

$$Z_L = \frac{U_{L1-E} - U_{L2-E}}{I_{L1} - I_{L2}} \quad (3)$$

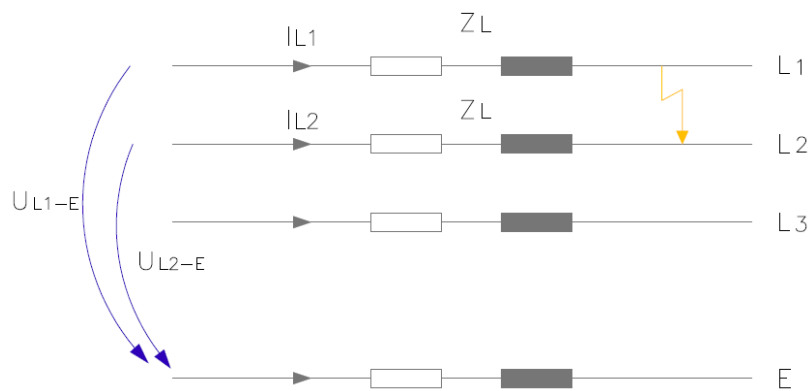


Figura 17. Curto-circuito em um loop fase-fase.

O diagrama de blocos do sistema de medição fase-fase é mostrado na Figura 18.

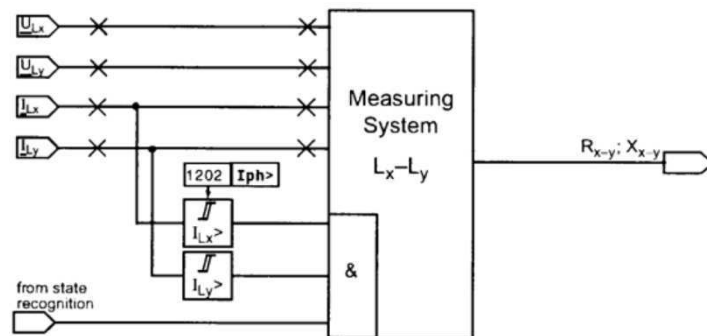


Figura 18. Diagrama lógico do sistema de medição fase-fase [3].

4.4.2 Loop Fase-Terra

Para o cálculo do loop fase-terra, por exemplo, durante um curto-circuito L3-E, apresentado na Figura 19, nota-se que a impedância do retorno de terra é a mesma que a impedância da fase. A equação do loop é a seguinte:

$$I_{L3} \cdot Z_L - I_E \cdot Z_E = U_{L3-E} \tag{4}$$

Onde $I_E = -(I_{L1} + I_{L2} + I_{L3})$.

Assim, a impedância da linha é:

$$Z_L = \frac{U_{L3-E}}{I_{L3} - K_E \cdot I_E} \tag{5}$$

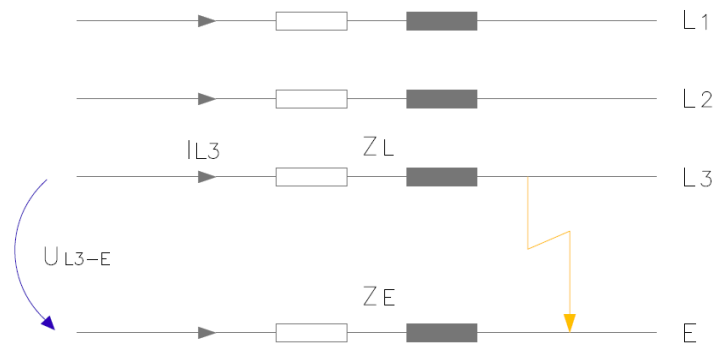


Figura 19. Curto-circuito em um loop fase-terra.

Onde $K_E = Z_E/Z_L$.

O diagrama de blocos do sistema de medição fase-terra é mostrado na Figura 20.

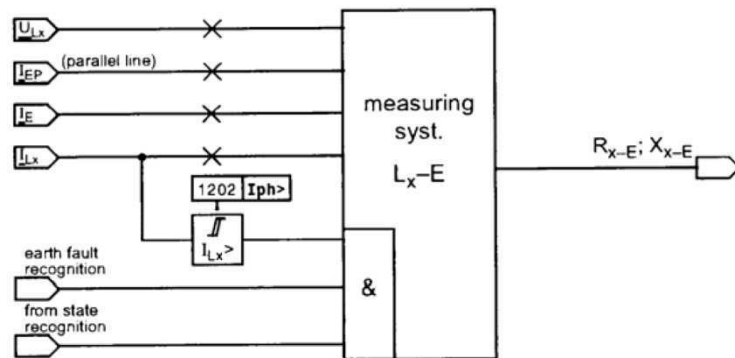


Figura 20. Diagrama lógico do sistema de medição fase-terra [3].

4.4.3 Característica Quadrilateral

Para a função de proteção de distância da linha Eletronorte-Refinaria foi escolhida a característica quadrilateral. Esta característica pode ser vista na Figura 21. O IED 7SD5235 possui cinco zonas independentes e uma controlada (Z1B), num total de seis, para cada *loop*

de medição de falta. Como pode ser visto na Figura 21, a primeira zona possui direção para frente, a terceira zona é reversa e a quinta zona é adirecional [3].

Em geral, o polígono é definido por meio de um paralelogramo que intercepta os eixos com os valores de R e X , juntamente com o ângulo da linha φ_{LINE} . Um trapézio de carga com os ajustes R_{LOAD} e φ_{LOAD} podem ser usados para cortar fora do polígono a área da impedância de carga. As coordenadas de cada eixo podem ser ajustadas individualmente para cada zona; φ_{LINE} , R_{LOAD} e φ_{LOAD} são comuns para todas as zonas. O paralelogramo é simétrico com relação à origem do sistema de coordenadas $R - X$; contudo, a característica direcional limita o alcance nos quadrantes desejados [3].

Somente na primeira zona há um ângulo de inclinação (α), o qual pode ser utilizado para evitar sobre-alcance devido às contribuições de ambas as extremidades para curto-circuito com resistência de falta.

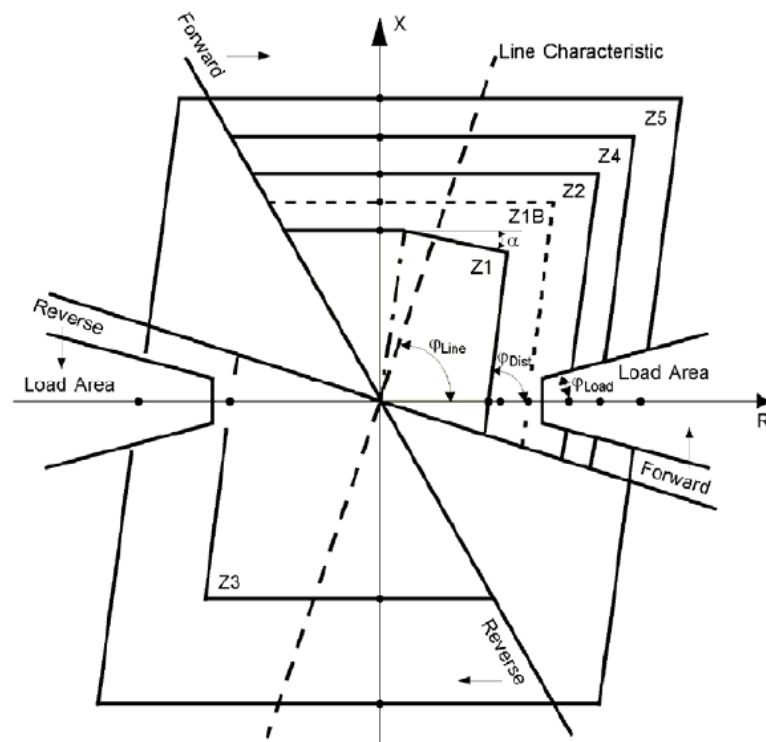


Figura 21. Característica quadrilateral [3].

Na ALUMAR as zonas 1 e 1B estão desabilitadas. A zona 2 está habilitada em *forward* e “enxerga” até a barra de 230 kV de São Luís II. A zona 3 está habilitada em *forward* e “enxerga” até a barra de 500 kV de São Luís II. A zona 4 está habilitada em *reverse* e “enxerga” até a barra de 230 kV da subestação 112x. A zona 5 está habilitada como não-direcional e serve de retaguarda de todas as outras zonas.

4.4.4 Determinação da Direção

Um vetor de impedância em cada *loop* é usado para determinar a direção do curto-circuito, e normalmente a impedância da linha Z_L é utilizada com este propósito.

Técnicas computacionais diferentes são usadas dependendo da “qualidade” dos valores medidos. Imediatamente após o início da falta, a tensão de curto-circuito é distorcida pelos transitórios. Neste caso, utiliza-se a tensão pré-falta memorizada. Se a tensão de regime permanente durante uma falta próxima ao relé for muito baixa, utiliza-se a tensão das fases não defeituosas. Esta tensão é ortogonal à tensão de curto-circuito tanto para um *loop* fase-fase, bem como para um *loop* fase-terra, como apresentado na Figura 22 [3].

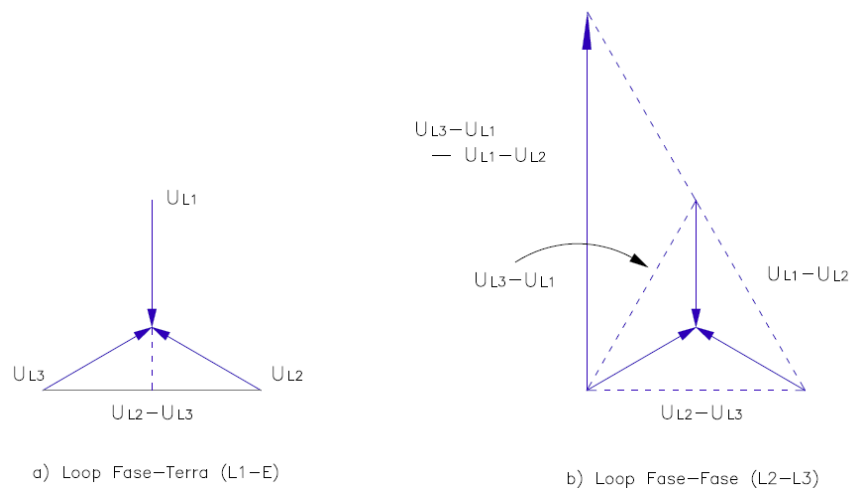


Figura 22. Determinação da direção com tensões em quadratura.

Na Tabela 7 estão relacionadas as grandezas medidas, utilizadas para determinar a direção da falta nos seis *loops*.

Se não houver uma tensão medida e nem uma tensão memorizada disponível para a determinação de direção, o relé seleciona a direção para frente. Na prática, isto ocorre apenas quando se liga um disjuntor em uma linha desenergizada, e ocorre uma falta (por exemplo, com a linha aterrada).

Tabela 7. Valores usados para a determinação de direção.

Loop	Corrente medida (direção)	Tensão do loop de curto-circuito	Tensão em quadratura
L1-E	I_{L1}	U_{L1-E}	$U_{L2}-U_{L3}$
L2-E	I_{L2}	U_{L2-E}	$U_{L3}-U_{L1}$
L3-E	I_{L3}	U_{L3-E}	$U_{L1}-U_{L2}$
L1-E*	$I_{L1}-K_E \cdot I_E$	U_{L1-E}	$U_{L2}-U_{L3}$
L2-E*	$I_{L2}-K_E \cdot I_E$	U_{L2-E}	$U_{L3}-U_{L1}$
L3-E*	$I_{L3}-K_E \cdot I_E$	U_{L3-E}	$U_{L1}-U_{L2}$
L1-L2	$I_{L1}-I_{L2}$	$U_{L1}-U_{L2}$	$U_{L2-L3}-U_{L3-L1}$
L2-L3	$I_{L2}-I_{L3}$	$U_{L2}-U_{L3}$	$U_{L3-L1}-U_{L1-L2}$
L3-L1	$I_{L3}-I_{L1}$	$U_{L3}-U_{L1}$	$U_{L1-L2}-U_{L2-L3}$

* $K_E = Z_E/Z_L$; se apenas um loop fase-terra partir, se considera a corrente como a corrente de neutro I_E

4.5 PROTEÇÃO RÁPIDA DE BARRA ATRAVÉS DE BLOQUEIO REVERSO VIA IEC61850

As barras de 13,8 kV da refinaria da Alumar utilizam o esquema de proteção rápida de barra através de bloqueio reverso via *goose* (*generic object oriented substation event*). Na Figura 23 apresenta-se este esquema.

Antes de explicar o esquema de proteção, deve-se falar um pouco sobre o IEC61850.

O IEC61850 é um protocolo de comunicação que visa à padronização da comunicação utilizada pelos dispositivos em uma subestação. Até pouco tempo, cada fabricante utilizava o seu próprio protocolo de comunicação, o que tornava inviável o uso de relés de fabricantes diferentes em uma mesma subestação. Além disso, era necessária a instalação de conversores ou adaptadores para que a Unidade de Controle Central se comunicasse com os novos dispositivos instalados. Além de gerar um custo adicional, aumentava o risco de falha do sistema, pois inseria mais equipamentos suscetíveis de falha. Outro problema era a manutenção e operação do sistema com vários protocolos de comunicação, pois tornava difícil treinar a equipe de trabalho nos diversos protocolos; logo, faz-se necessária, a contratação de

equipe especializada do fabricante para realizar a manutenção e/ou parametrização dos dispositivos.

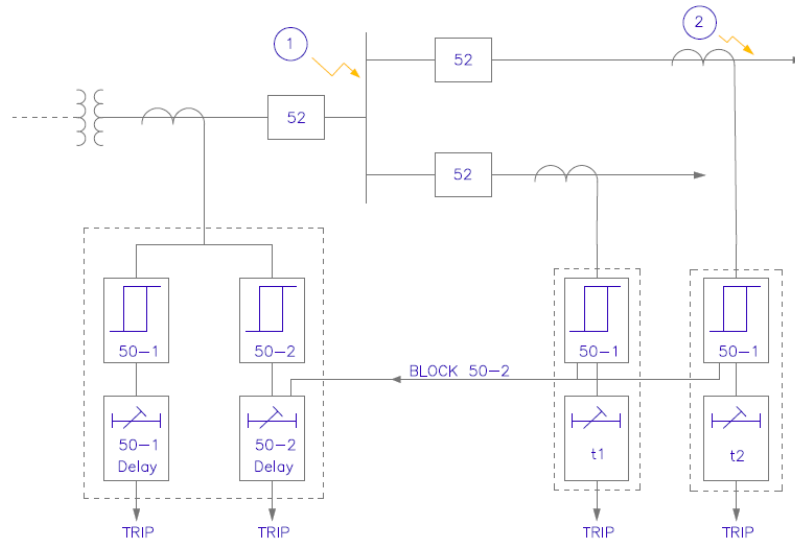


Figura 23. Proteção rápida de barra através de bloqueio reverso.

O IEC61850 utiliza a rede Ethernet, que é um meio de comunicação padrão e já consolidado no mercado. Por meio dessa rede, os equipamentos poderão se comunicar em alta velocidade (100 Mbit/s) trocando informações entre si, decidindo e operando com mais segurança e eficácia no nível do *bay* [4].

Assim, o objetivo da norma IEC 61850 é possibilitar a comunicação entre IEDs com alta velocidade e confiabilidade elevada, possibilitando a substituição dos cabos de controle por redes de comunicação e reduzindo o custo total da instalação [4].

O IEC61850 permite que a subestação seja tratada como uma plataforma aberta de proteção e automação, independentemente dos fornecedores. A norma define 7 tipos de mensagens, que podem ser de alta velocidade (*trips* e controles), média velocidade (informações de medidas, estados e comandos) ou baixa velocidade (parâmetros, eventos, transferência de arquivos e etc.), além dos sinais de sincronismo. Serão discutidas aqui, apenas as mensagens de alta velocidade, denominadas de GSE e que podem ser classificadas em *goose* ou *gsse*.

Na mensagem *goose* a informação é configurável e utiliza um *data set* (grupamento de dados). Já as mensagens *gsse* somente suportam uma estrutura fixa de informação de estado, a qual é publicada e disponibilizada na rede. As mensagens GSE podem ser enviadas simultaneamente a mais de um dispositivo físico por meio do uso de serviços *unicast*,

multicast ou *broadcast*, isto significa que um único, múltiplos ou todos os IEDs podem receber a mensagem e utilizá-la ou não, conforme sua necessidade [4].

As mensagens *goose*, que serão as utilizadas no esquema de proteção de barra, utilizam um esquema de repetição especial para alcançar um nível de confiabilidade adequado, que consiste em repetir a mensagem por diversas vezes. O tempo de comunicação não é determinístico, porém na maior parte dos casos, as mensagens são muito rápidas, com tempos de transmissão em torno 4 a 8 ms.

A comunicação dos IEDs entre si e o computador da estação é realizada através de uma LAN Ethernet. As topologias mais utilizadas em subestações são anel simples, anel duplo e misto. As configurações em anel requerem que o anel seja aberto em um ponto para evitar que as mensagens permaneçam em circulação, podendo sobrecarregar o meio físico [4].

O sincronismo de tempo em geral é feito através do protocolo SNTP (*Simple Network Time Protocol*), que é uma versão simplificada do protocolo NTP (*Network Time Protocol*) e permite precisão da ordem de 1 milissegundo em redes Ethernet. Em redes com um grande número de IEDs e tráfego intenso, o sincronismo é feito por meio de IRIG-B (*Inter-Range Instrumentation Group*). Assim, é possível conseguir sincronismo de tempo da ordem de 1 microssegundo. Vale salientar que o sinal IRIG-B não utiliza a rede Ethernet como meio de transmissão do sinal, sendo assim necessária, a utilização de uma rede e portas adicionais nos IEDs.

Voltando à proteção rápida de barra, na Figura 23 para uma falta no ponto 1, a proteção de barra atua com um pequeno atraso T 50-2, retirando a barra por completo do sistema. Já para uma falta no ponto 2, a proteção por sobrecorrente do barramento de 13,8 kV envia o sinal de *trip* após o atraso T 50-2 independentemente da graduação de tempo dos alimentadores secundários, a menos que o *pick-up* da proteção de sobrecorrente de um dos alimentadores secundários envie um sinal de bloqueio do elemento 50-2 da proteção de barra. Neste esquema, sempre o relé mais próximo à falta irá enviar o sinal de *trip* com o menor atraso, pois os relés não podem ser bloqueados por proteções atrás da falta (o relé do alimentador secundário não pode ser bloqueado pelo relé de proteção de barra). O elemento 50-1 da proteção de barra atua como retaguarda. Sendo assim, o atraso T 50-1 é maior que o atraso t1 e o atraso T 50-2. Este esquema garante o isolamento do defeito retirando do sistema o menor número de cargas possíveis.

Assim, pelo que foi descrito neste capítulo, a correta comunicação entre os IED's é de fundamental importância para a seletividade lógica da proteção. Em caso de falha de comunicação entre os IED's, caso que ocorreu devido a uma falha na fibra ótica de um IED

na subestação *112x*, toda a seletividade foi perdida. Foi preciso agir de forma rápida para achar o ponto de falha na rede, e assim, recuperar a seletividade. É preciso resaltar que apesar da falha de comunicação, as funções de proteção (Ex. 50/51) continuaram funcionando corretamente.

5 CONCLUSÃO

As atividades realizadas durante o estágio permitiram conhecer o trabalho em uma grande multinacional da área de mineração e metalurgia. A vivência com pessoas dos mais diferentes lugares possibilitou um enriquecimento técnico e cultural expressivo. A oportunidade de participar de decisões envolvendo critérios técnicos e econômicos é de grande ajuda na formação profissional.

O curso de engenharia elétrica forneceu os requisitos básicos necessários para o entendimento e a capacidade de atuar nos sistemas de proteção da ALUMAR, durante as atividades do estágio.

O processo de aprendizagem foi contínuo ao longo do estágio. A participação em atividades com os técnicos e engenheiros da ALUMAR permitiu que os principais aspectos relacionados à proteção de sistemas elétricos fossem abordados na prática. Além dos aspectos práticos, houve intensa busca pelos fundamentos teóricos da proteção de sistemas elétricos nos arquivos técnicos da ALUMAR.

Além dos conhecimentos técnicos utilizados, foi de suma importância durante o estágio, a utilização da visão técnico-econômica, ter um bom relacionamento com as pessoas e ter discernimento. Outro ponto indispensável quando se trabalha com eletricidade é a segurança das pessoas. Este ponto foi bastante debatido durante a disciplina de Equipamentos Elétricos, sendo este, um dos pontos mais importantes para a ALUMAR.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Treinamento: *Processos da ALUMAR*. São Luís, 20 janeiro 2011.
- [2] Schneider Electric. *Proteção de Redes Elétricas - Guia de Proteção*, 1st Ed. 2010.
- [3] Siemens AG. *Digsi Manager: Digsi 4 – Version 4.82.16*. Copyright (c) 1995-2007.
- [4] Pereira, A. C., Abboud, R., Zanirato, E. Pellizzoni, R. “Sistemas de Proteção e Automação de Subestações de Distribuição e Industriais Usando a Norma IEC 61850”. *Décimo Terceiro Encontro Regional Iberoamericano de Cigré*, Puerto Iguazú, Argentina, maio 2009.
- [5] Rush, P. *Network Protection & Automation Guide*. 1st ed. Blucher, 2011.
- [6] Mason, R. *The Art & Science of Protective Relaying*. 1st ed. [s.n.], 1956.
- [7] Paithankar, G. Y., Bhide, R. S. *Fundamentals of Power System Protection*. 2nd ed. PHI, July 2010.

ANEXO A – DIAGRAMA UNIFILAR DA SUBESTAÇÃO 112x

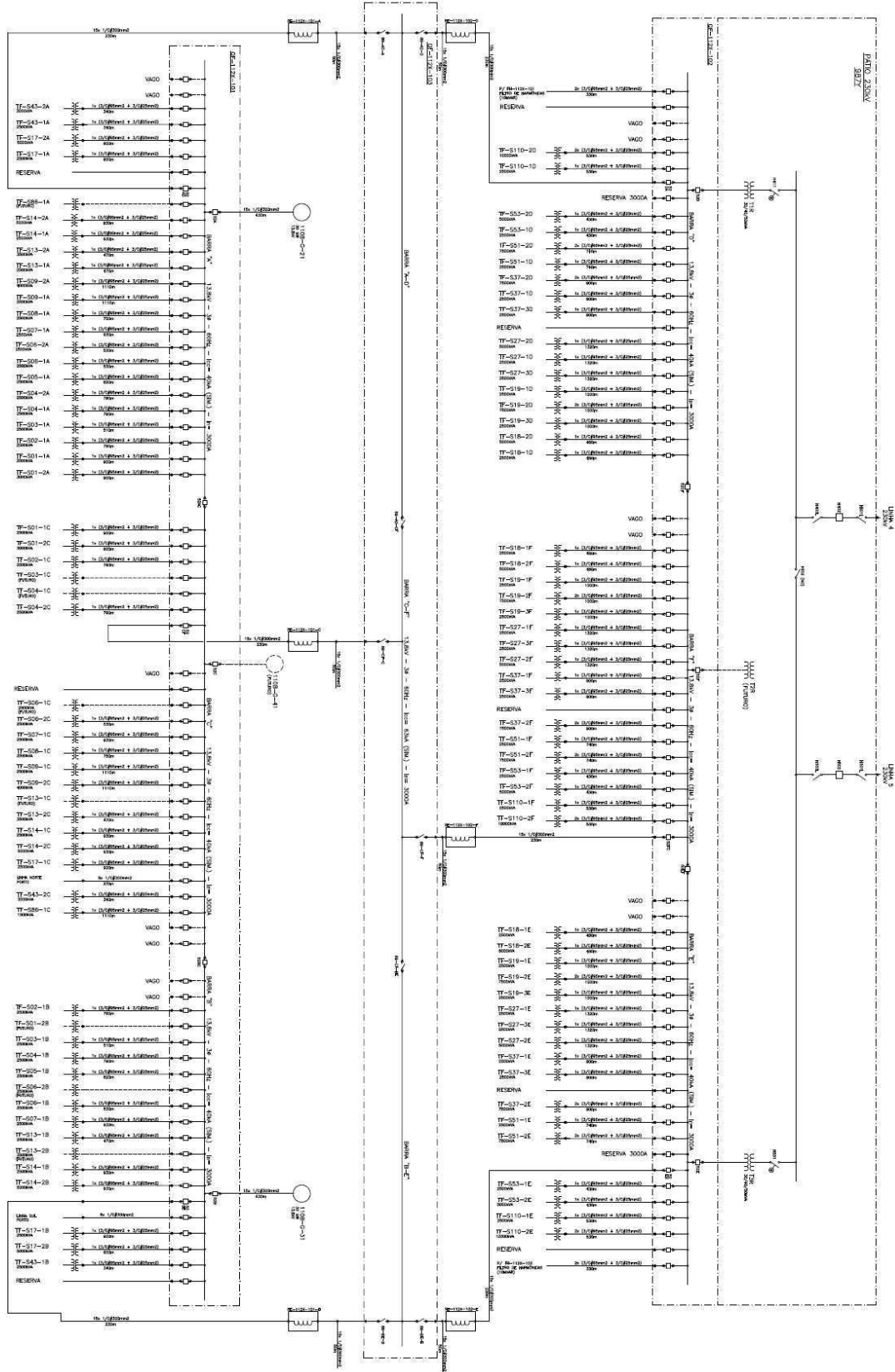


Figura A1. Diagrama unifilar da subestação 112x.

ANEXO B – DIAGRAMA UNIFILAR DA SUBESTAÇÃO 112y

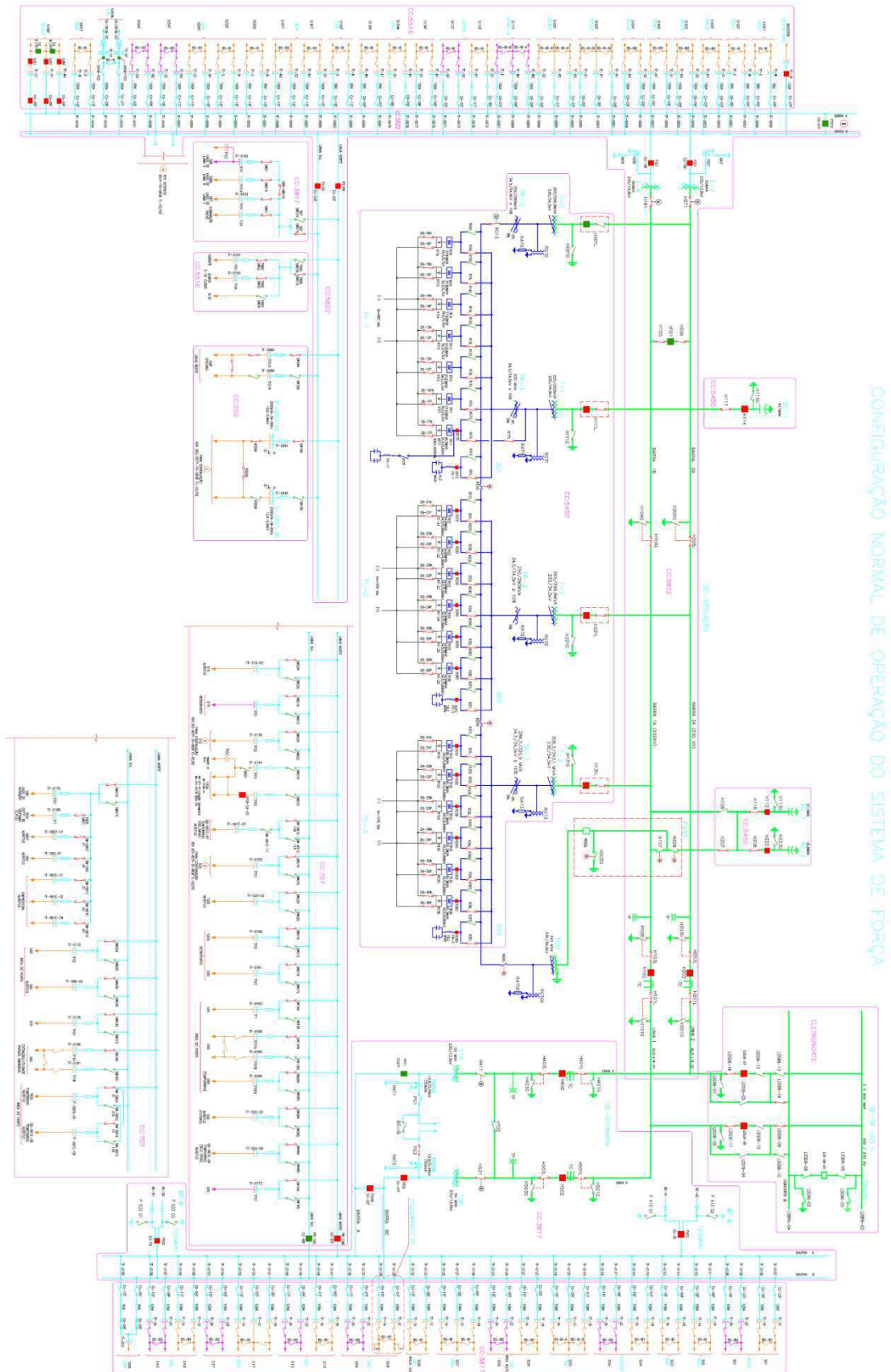


Figura B1. Diagrama unifilar da subestação 112y.

ANEXO C – ESQUEMA DO IED 7SD5235

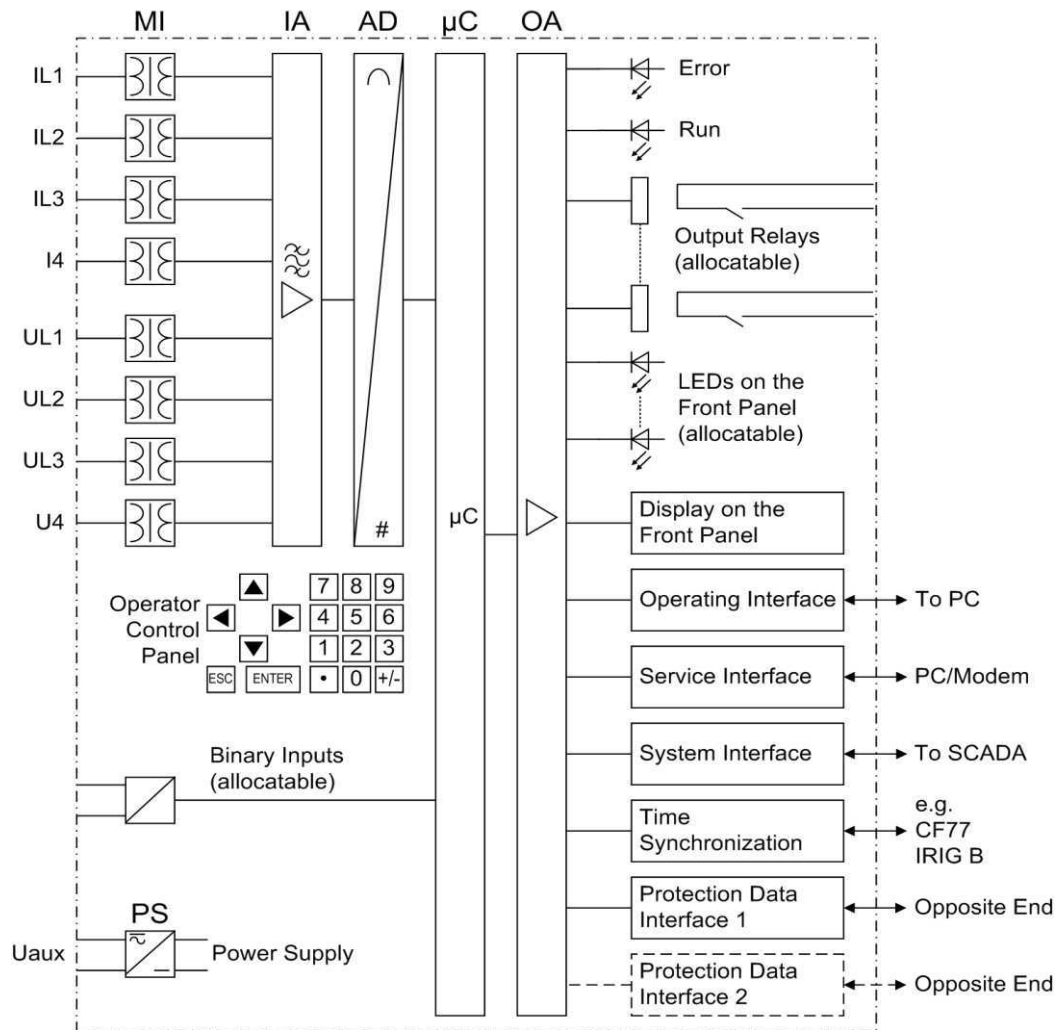


Figura C1. Esquema do IED 7SD5235.

