



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE

*Hugo Beltrão de Araújo Lucena*

*Análise da Proteção de Distância de uma  
Linha de Transmissão de 500 kV Utilizando  
Relés Digitais – Estudo de Caso*

Campina Grande

Outubro de 2014

Hugo Beltrão de Araújo Lucena

Análise da Proteção de Distância de uma Linha de Transmissão de 500 kV  
Utilizando Relés Digitais – Estudo de Caso

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à  
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Campina Grande como  
parte dos requisitos necessários para a obtenção do  
grau de Bacharel em Ciências no domínio da  
Engenharia Elétrica.

Campina Grande

Novembro de 2014

Hugo Beltrão de Araújo Lucena

Análise da Proteção de Distância de uma Linha de Transmissão de 500 kV  
Utilizando Relés Digitais – Estudo de Caso

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à  
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Campina Grande como  
parte dos requisitos necessários para a obtenção do  
grau de Bacharel em Ciências no domínio da  
Engenharia Elétrica.

---

Francisco das Chagas Fernandes Guerra

Professor Orientador

---

Washington Luiz Araújo Neves

Professor Convidado

Campina Grande

Novembro de 2014

### **Agradecimentos**

Agradeço aos meus pais: Rômulo da Cunha Lucena e Maria José Beltrão de Araújo Lucena, por terem me ensinado a viver! Com eles aprendi a gostar de estudar, viajar, apreciar e fazer música, respeitar as pessoas, não fazer coisas erradas e a fazer boas festas!

Aos meus amigos, os quais não vou citar nomes, caso contrário posso me complicar depois. Com vocês aprendi o que são todos aqueles adjetivos bonitos que usamos nos poemas e nas letras de músicas. Como sei que nem todos vão ler esse relatório, então faço um especial agradecimento aos amigos que conheci na época da universidade. Alguns foram apenas colegas de disciplina ou de estudos. Mas fico feliz por ter conhecido pessoas que tenho a certeza e vontade de manter contato pelo resto da vida, todos vocês são parcela importante nessa conquista.

Finalmente agradeço a todos os que fizeram e fazem o curso de Engenharia Elétrica na UFCG. Aos professores, em especial o Prof. Francisco das Chagas, que me ajudou a tornar este momento possível, ao secretariado em especial a Adail e Tchay, que tornam a nossa vida mais fácil e doce no tratar dos problemas.

# Sumário

<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>6</b>
<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>7</b>
<b>2 MOTIVAÇÃO</b> .....	<b>8</b>
<b>3 OBJETIVO</b> .....	<b>8</b>
<b>4 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	<b>8</b>
4.1 ARRANJOS DE SUBESTAÇÕES .....	8
4.1.1 <i>Barramento simples</i> .....	8
4.1.2 <i>Barramento simples seccionado</i> .....	9
4.1.3 <i>Barramento Principal com Barra de Transferência</i> .....	9
4.1.4 <i>Barramento duplo com um disjuntor</i> .....	10
4.1.5 <i>Barramento duplo com dois disjuntores</i> .....	10
4.1.6 <i>Barramento duplo com disjuntor e meio</i> .....	10
4.2 TRANSFORMADORES DE MEDIDA .....	11
4.2.1 <i>Transformador de Corrente</i> .....	11
4.2.2 <i>Transformador de Potencial</i> .....	15
<b>5 PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS</b> .....	<b>18</b>
5.1 PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA (21) .....	19
5.1.1 <i>Característica Quadrilateral</i> .....	22
5.1.2 <i>Característica MHO</i> .....	22
5.1.3 <i>Fatores que afetam a operação dos relés de distância</i> .....	23
5.1.4 <i>Transferência de Atuação Direta com Subalcance (DUTT)</i> .....	23
5.1.5 <i>Transferência de Atuação Permissiva com Sobrealcance (POTT)</i> .....	24
5.2 PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE DIRECIONAL (67,67N) .....	24
5.3 PROTEÇÃO DE OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA .....	25
5.4 PROTEÇÃO STUB.....	26
5.5 FUNÇÃO DE FALHA DO DISJUNTOR (50BF) .....	26
<b>6 RELÉS DE PROTEÇÃO</b> .....	<b>26</b>
<b>7 ESTUDO DE CASO</b> .....	<b>28</b>
7.1 APRESENTAÇÃO DO CASO.....	29
7.2 SISTEMA SUPERVISÓRIO .....	32
7.3 RELÉ DE PROTEÇÃO SEL-421 .....	35
<b>8 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS</b> .....	<b>41</b>

9	CONCLUSÃO .....	41
10	BIBLIOGRAFIA .....	43

## Lista de Figuras

Figura 1 Configuração de barramento simples .....	9
Figura 2 Esquema a disjuntor e meio .....	11
Figura 3 Transformador de Corrente tipo Barra .....	12
Figura 4 TCs tipo Janela .....	13
Figura 5 Transformador de Corrente tipo Bucha .....	14
Figura 6 Transformador de Potencial do Tipo Indutivo .....	16
Figura 7 (a): Esquema de um TP tipo capacitivo (b):TP tipo Capacitivo .....	17
Figura 8 fator de correção de relação de transformação do TP .....	17
Figura 9 erro de ângulo de fase do TP .....	17
Figura 10 zonas de cobertura das proteções indicadas.....	20
Figura 11 zonas de proteção para a função de distância .....	21
Figura 12 (a): característica MHO (b): característica quadrilateral .....	22
Figura 13 detalhes de operação da característica MHO .....	23
Figura 14 ilustração de uma proteção de sobrecorrente direcional.....	24
Figura 15 diagrama fasorial ilustrando a função de direcionalidade.....	25
Figura 16 diagrama unifilar SE-PAQ vão G.....	29
Figura 17 painel de proteção usando relés eletromecânicos, (a): vista traseira e (b): vista frontal.....	30
Figura 18 relé digital de proteção SEL-421 .....	30
Figura 19 unifilar proteção e medição - lado X.....	31
Figura 20 unifilar proteção e medição - lado Z.....	32
Figura 21 quadro anunciador do vão G da subestação SE-PAQ.....	33
Figura 22 circuito unifilar do vão G da subestação SE-PAQ.....	34
Figura 23 Painél do Oscilógrafo do vão G da subestação SE-PAQ.....	35
Figura 24 Quadro de funções do relé SEL-421 .....	36
Figura 25 configurações gerais do relé SEL-421 .....	37
Figura 26 SEL-421 parâmetros da linha.....	38
Figura 27 421 aba de habilitação de proteções específicas .....	39
Figura 28 SEL-421 configurações das saídas digitais.....	39
Figura 29 SEL-421 configurações das saídas digitais.....	40

# 1 INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico Brasileiro, diante de sua magnitude e complexidade, vem sempre buscando soluções e alternativas para tornar o fornecimento de energia elétrica cada vez mais estável e seguro. Desta forma, vêm sendo executadas medidas de implementação de técnicas digitais nos sistemas de supervisão, controle, comando, medição e proteção nas usinas e subestações. Um passo fundamental nesta evolução se dá pelo *retrofit* das proteções do sistema elétrico, ou seja, a troca dos relés de proteção eletromecânicos por relés digitais.

Outras medidas de digitalização dos sistemas de supervisão e telemedição também estão inclusas na atualização do sistema, como a troca dos medidores analógicos por medidores digitais bem como na evolução dos sistemas de supervisão.

Os sistemas digitais podem ser ligados em rede e desta forma pode ser implementado de forma eficiente um sistema de supervisão, comando, controle e medição remotos. Os equipamentos digitais também podem se valer de sua multifuncionalidade, podendo ser programados para funções específicas e serem instalados em diferentes locais e funções, proporcionando-lhes mais flexibilidade.

As exigências do mercado fazem com que as normas reguladoras do sistema elétrico se tornem cada vez mais exigentes, sendo cada vez mais necessária a atuação do Operador Nacional do Sistema (ONS) no sistema elétrico. Sendo assim, os esquemas de proteção digitais permitem o monitoramento e a atuação do ONS nas subestações de forma rápida e eficiente, sem a necessidade de deslocar um operador para o local da intervenção.

Esta facilidade de comunicação entre os *IED (Intelligent Electronic Devices)* produz notável incremento no desempenho do sistema de proteção, já que essa troca de informações pode evitar uma abertura desnecessária do disjuntor ou até mesmo provocar uma abertura preventiva, evitando maiores distúrbios no sistema.

## **2 MOTIVAÇÃO**

A evolução do sistema elétrico nacional vem exigindo cada vez mais sistemas de supervisão, proteção e controle mais sofisticados, sendo assim a migração para sistemas digitais e com suporte à redes de comunicação é essencial e extremamente necessária.

Desta forma, o presente trabalho provê informações básicas sobre os sistemas de proteção digitais, visando incentivar os estudos e pesquisas nesta área.

## **3 OBJETIVO**

O principal objetivo deste material é analisar o potencial dos sistemas de proteção digitais, apresentando suas características, vantagens e desvantagens, evidenciando seu desempenho e versatilidade na proteção de sistemas elétricos. Para isto, considera-se um esquema de proteção digital em uma linha de transmissão de 500 kV.

## **4 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

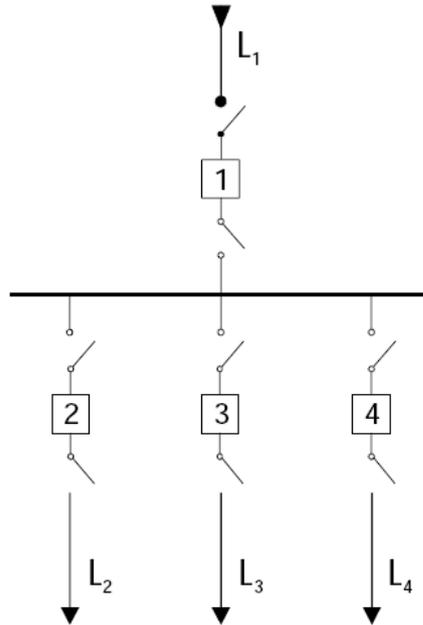
### **4.1 Arranjos de subestações**

O projeto e implementação de proteções de subestações e linhas de transmissão depende diretamente da topologia de barramentos das subestações, de forma que os detalhes das proteções são pensados desde o projeto da subestação. Cada topologia tem suas vantagens e desvantagens bem como permite ou proíbe a implementação de certos esquemas de proteção. A seguir serão abordadas algumas destas topologias. [7]

#### **4.1.1 Barramento simples**

Esta é a configuração mais simples e barata, porém também é a menos confiável. Nela, apenas um disjuntor manobra um único circuito e todos os circuitos são ligados a uma única barra. Este circuito simples facilita a operação de manobra e reduz os custos de instalação, porém torna o circuito vulnerável, pois uma falha no barramento causa o

desligamento total da subestação e a manutenção num determinado disjuntor resulta no corte do fornecimento de energia para os consumidores ligados à linha(Figura 1). [7]



G. Kindermann. Proteção de sistemas elétricos. UFSC/Labplan/EEL, vol 3, 1.ª ed., 2008, p. 153.

Figura 1 Configuração de barramento simples

#### 4.1.2 Barramento simples seccionado

Este arranjo consiste em dois ou mais barramentos simples ligados por disjuntores de seccionamento, visando isolar os trechos do barramento para evitar a perda completa do barramento em caso de falhas. Porém ainda possui algumas das desvantagens do barramento simples como a perda da linha em caso de falha ou manutenção do disjuntor. [7]

#### 4.1.3 Barramento Principal com Barra de Transferência

Há a ligação via disjuntor de transferência da barra principal à uma barra auxiliar com o intuito de transferir o potencial da barra principal para a barra de transferência.este esquema elimina a perda do barramento em caso de falha ou manutenção do disjuntor da linha alimentando o barramento.Esse esquema é mais seguro que os anteriores porém possui um custo mais elevado devido à barra e ao disjuntor extras presentes no circuito. [7]

#### **4.1.4 Barramento duplo com um disjuntor**

Possui dois barramentos principais ligados entre si por um disjuntor de transferência e permite que qualquer linha seja ligada a qualquer uma das barras, permitindo mais flexibilidade de manobra e evitando que as linhas fiquem desenergizadas em caso de falhas. Todas essas vantagens vêm com um preço, pois há a necessidade de um disjuntor extra de transferência e também de quatro chaves seccionadoras por circuito, encarecendo o projeto. essa topologia é recomendada para subestações essenciais ao sistema.[7]

#### **4.1.5 Barramento duplo com dois disjuntores**

Cada linha é ligada aos barramentos através de um disjuntor para cada barra, desta forma a retirada de qualquer dos disjuntores, seja por falha ou manutenção, não desenergiza a linha, este esquema provê um elevado grau de confiabilidade e também um custo de implementação elevado, visto que são necessários dois disjuntores por linha.[7]

#### **4.1.6 Barramento duplo com disjuntor e meio**

Esquema semelhante ao de barra dupla com dois disjuntores, o esquema a disjuntor e meio utiliza um arranjo de três disjuntores para cada par de linhas, de forma que um dos disjuntores é comum às duas linhas. Esta topologia costuma ser adotada em subestações de 500 kV, ou seja, da linha em questão neste trabalho, sendo assim será dada maior atenção e detalhamento à este esquema.

A Figura 2 ilustra um esquema de disjuntor e meio:

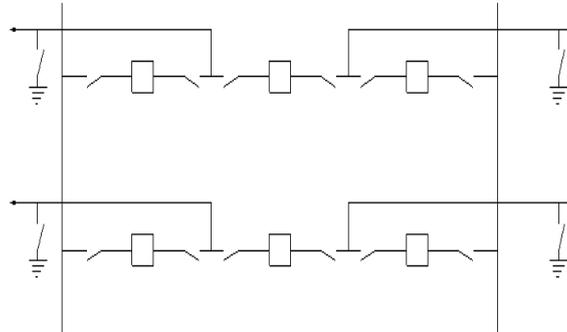


Figura 2 Esquema a disjuntor e meio

## 4.2 Transformadores de medida

Transformadores de Medida são equipamentos que permitem aos instrumentos de medição e proteção funcionar adequadamente sem que seja necessário possuírem correntes e tensões nominais de acordo com a corrente de carga e a tensão do circuito principal.[2]

Os transformadores de medidas mais usuais são os Transformadores de Corrente(TCs) e os Transformadores de Potencial(TPs), sendo os TCs utilizados em conjunto com equipamentos de baixa resistência elétrica(amperímetros, medidores de energia, de potência), já os TPs propiciam aos equipamentos de medição uma tensão de isolamento inferior àquela da rede à qual estão ligados.[2]

### 4.2.1 Transformador de Corrente

Os transformadores de corrente utilizam-se de fenômenos de conversão eletromagnética para transformar elevadas correntes no primário em correntes pequenas, usualmente numa escala de 5 A, em seu secundário. A corrente no secundário é então inversamente proporcional à relação de espiras, de forma que o enrolamento primário possui poucas espiras e os enrolamentos secundários possuem uma quantidade elevada de espiras.[2]

Os TCs possuem aspectos construtivos variados para cada tipo de aplicação, a seguir serão detalhados alguns destes tipos de TCs:

#### **4.2.1.1 TC tipo Barra**

É construído de forma que o primário é formado por uma barra fixada através do núcleo do transformador, e os enrolamentos do secundário estão presentes no núcleo. Este tipo de TC geralmente pode acomodar até 4 núcleos, podendo os enrolamentos do secundário possuírem mais de uma derivação, permitindo a utilização de relações de transformação mais baixas. No Brasil são bastante utilizados em média, alta e extra alta tensão, com isolamento a óleo mineral. A Figura 3 ilustra um TC tipo Barra: [2]



**Figura 3 Transformador de Corrente tipo Barra**

#### **4.2.1.2 TC tipo Janela**

Não possui primário fixo, este tipo de TC é construído com um furo no núcleo, por onde passa o condutor que forma o circuito primário, sendo utilizado em painéis de comando de baixa tensão ou quando não se pode seccionar o condutor, também são usados em alicates-amperímetros. A Figura 4 ilustra um TC tipo Janela: [2]



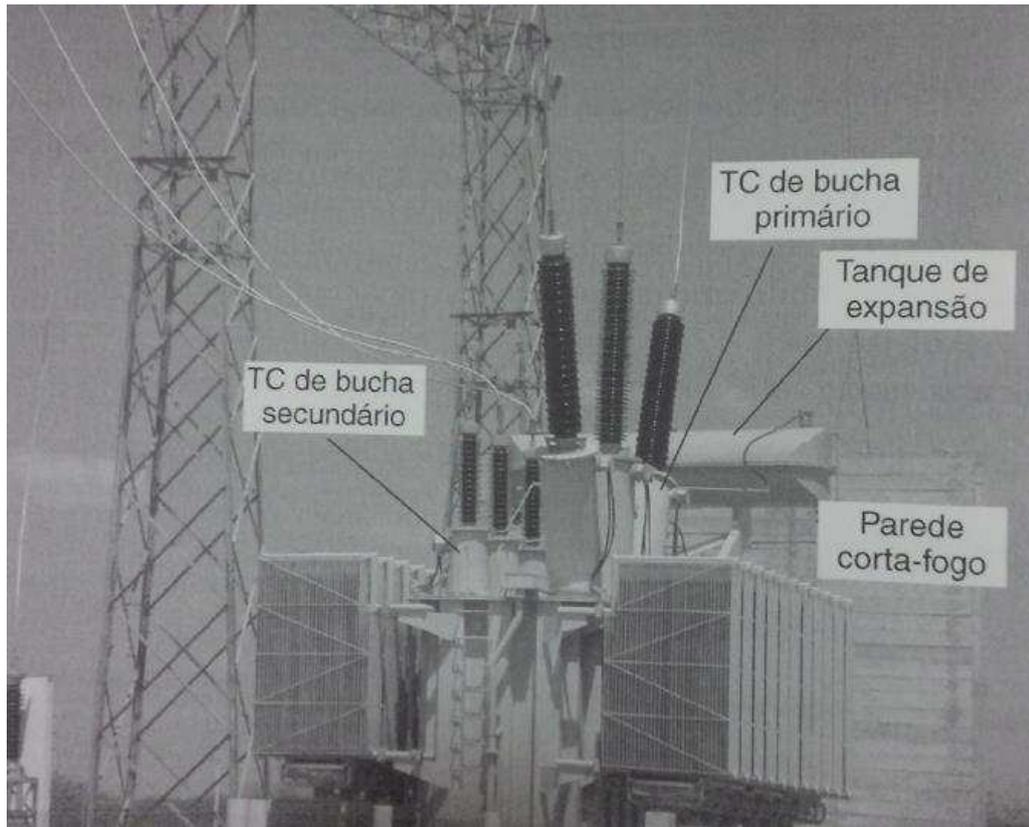
Figura 4 TCs tipo Janela

#### **4.2.1.3 TC tipo Bucha**

Possui características parecidas com as do TC tipo Barra, diferindo apenas que neste caso o enrolamento primário é constituído pelo próprio equipamento (disjuntor, transformador) e o TC é instalado diretamente na bucha deste equipamento.

É normalmente empregado em transformadores de potência, na implementação da proteção diferencial, visando limitar a zona de proteção há apenas o equipamento a ser protegido. [2]

A Figura 5 ilustra um TC tipo Bucha:



**Figura 5 Transformador de Corrente tipo Bucha**

#### **4.2.1.4 Classe de Exatidão**

Este parâmetro indica o erro esperado na medição do Transformador de Corrente, contabilizando tanto a variação na relação de transformação como também o defasamento inferido pelo equipamento entre as correntes do primário e do secundário.

Os níveis de exatidão dos TCs são definidos de acordo com os instrumentos que serão ligados ao mesmo, de forma a respeitar os valores abaixo:[2]

- 0,1: Para aferição e calibração de instrumentos de medida de laboratórios;
- 0,3: Alimentação de consumidores para medições de fins de faturamento;
- 0,6: Alimentação de cargas para fins de acompanhamento de custos industriais;
- 1,2: alimentação de amperímetros indicadores e registradores;
- 3: Alimentação de instrumentos de medida de ponteiro;

## 4.2.2 Transformador de Potencial

São equipamentos que permitem que os instrumentos de medição e proteção funcionem sem que seja necessário uma tensão de isolamento de acordo com a da rede à qual estão instalados.

Basicamente, um Transformador de Potencial é formado por um enrolamento primário contendo várias espiras e enrolamentos secundários possuindo poucas espiras, a fim de se obter uma relação de transformação adequada (usualmente a tensão do secundário é padronizada em 115V ou em  $115\sqrt{3}$ V). Os TPs são usados para suprir aparelhos que possuem alta impedância tais como voltímetros e relés de tensão.

O enrolamento primário do TP é constituído de uma bobina de várias camadas de fio esmaltado e enrolado em um núcleo ferromagnético compartilhado com o enrolamento secundário. Os enrolamentos primário e secundário são isolados entre si por um papel especial. Em caso de ser fabricado com epóxi, há a preocupação com a formação de bolhas, que constituem um defeito grave.[2]

Existem basicamente dois tipos básicos de TPs, que serão abordados a seguir:

### 4.2.2.1 TP do tipo Indutivo

São construídos a partir de um núcleo de ferro-silício, no qual é compartilhado pelos enrolamentos primário e secundário. A relação de transformação é obtida graças à conversão eletromagnética. Suas especificações de operação são regidas pela norma NBR 6855, que especifica três grupos de ligação:[2]

- Grupo 1: Orientado à ligações entre fases, utilizados em tensões de até 34,5 kV.
- Grupo 2: Projetados para ligações entre fase e neutro de sistemas diretamente aterrados.
- Grupo 3: Projetados para ligações entre fase e neutro de sistemas sem garantia de eficácia de aterramento.

A Figura 6 ilustra um esquema de um TP do tipo indutivo:

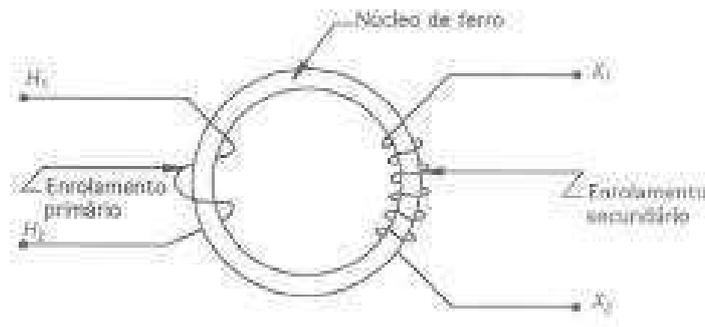


Figura 6 Transformador de Potencial do Tipo Indutivo

#### 4.2.2.2 TP do tipo Capacitivo

Os transformadores de potencial capacitivos separam os instrumentos de medida, contadores, relés, proteções, etc. do circuito de alta tensão e reduzem as tensões para valores tratáveis e proporcionais às primárias originais. Adicionalmente, oferecem a possibilidade de transmitir sinais de alta frequência através das linhas de alta tensão. Os capacitores de acoplamento servem unicamente como acoplamento de sinais de comunicação de alta frequência e correspondem à parte capacitiva de um transformador de potencial capacitivo. São utilizados em sistemas de tensões iguais ou superiores à 69 kV.

São formados por um divisor capacitivo imerso num invólucro de porcelana e sendo ligado entre uma fase e a terra, tendo uma derivação intermediária alimentando um grupo de medida de média tensão, compreendido basicamente de:[2]

- Um transformador de potencial ligado na derivação intermediária, fornecendo tensões secundárias.
- Um reator de compensação ajustável para o controle das quedas de tensão e das defasagens no divisor capacitivo.
- Um dispositivo de amortecimento de ferorressonância.

Um esquema de um transformador de potencial do tipo capacitivo ao lado de uma foto de um TP capacitivo estão ilustrados na Figura 7

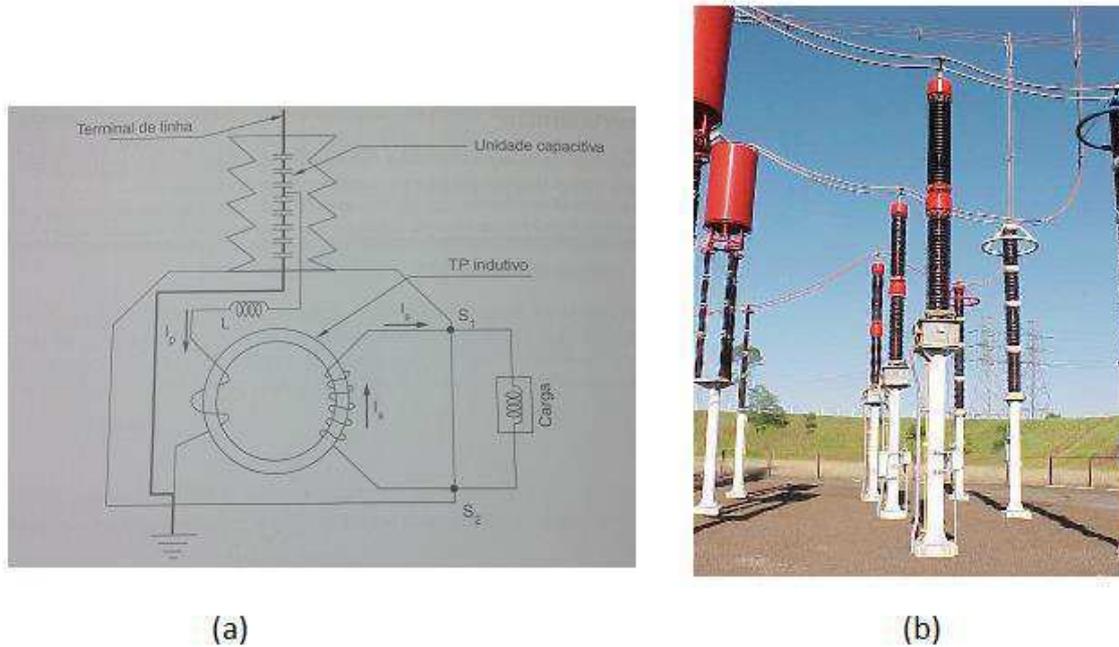


Figura 7 (a): Esquema de um TP tipo capacitivo (b):TP tipo Capacitivo

#### 4.2.2.3 Erro de medição e Classe de Exatidão

Erro de relação de transformação: é registrado quando a tensão primária não corresponde exatamente ao produto da tensão lida no secundário pela relação de transformação. É corrigido pelo fator de correção de relação:

$$\epsilon_p = \frac{K_p * V_2 - V_1}{v_1} * 100\%$$

Figura 8 fator de correção de relação de transformação do TP

Erro de ângulo de fase: mede a defasagem entre a tensão vetorial primária e a tensão vetorial secundária de um TP.

$$\gamma = 2600 * (FCT_p - FR_p)$$

Figura 9 erro de ângulo de fase do TP

Onde:

FCT<sub>p</sub> é o fator de correção de transformação que considera tanto o erro de relação como o erro de ângulo de fase, nos processos de medição.

FR<sub>p</sub> é o erro de relação de transformação.

Classe de exatidão: exprime normalmente o erro esperado pelo transformador levando em conta o erro de relação de transformação e o erro de defasamento angular, é medido pelo fator de correção de transformação.[2]

## **5 PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS**

Para que o sistema elétrico funcione de forma constante e plena há a necessidade de implementação de equipamentos de proteção tanto das linhas de transmissão e distribuição quanto das cargas e dos geradores e também dos próprios equipamentos que compoem o sistema elétrico, tais como disjuntores, TPs, TCs, pára-raios etc.[3]

De acordo com o submódulo 2.6 dos procedimentos de Redes disponibilizado pelo ONS, que especifica os sistemas de proteção que devem estar presentes em uma linha de transmissão, uma linha de 500 kV deve conter as seguintes proteções: sobrecorrente direcional(67,67N),proteção de distância(21),oscilação de potência, fechamento sob falta(SOTF) e no caso especial de um arranjo disjuntor e meio deve-se também implementar a proteção STUB.[8]

Deve-se também implementar o sistema de proteção seguindo um esquema de redundância, contendo duas proteções distintas para cada terminal da linha, a proteção principal e a alternada.

Sendo assim serão apresentadas a seguir algumas formas de proteção utilizadas no sistema elétrico nacional.[8]

## 5.1 Proteção de Distância (21)

A proteção de distância consiste basicamente em identificar a localização da falta a partir do valor da impedância da linha no momento da falta. basicamente o relé de distância recebe medições de tensão e corrente da linha protegida, de forma que no momento da falta a tensão no ponto de falta é zero porém essa tensão cresce à partir do ponto de falta no sentido das extremidades da linha, sendo assim caso a impedância “medida” seja inferior ao valor de pickup(atuação) do relé o mesmo atuará.

Esta impedância é vista pelo relé basicamente pela equação  $Z = \frac{V}{I}$ , sendo os valores de tensão e corrente da linha conectados às entradas analógicas do relé através de TCs e TPs. Para que não haja brechas na linha, os TCs devem ser instalados em pontos estratégicos visando sobrepor as zonas de monitoração, como ilustrado na Figura 10.

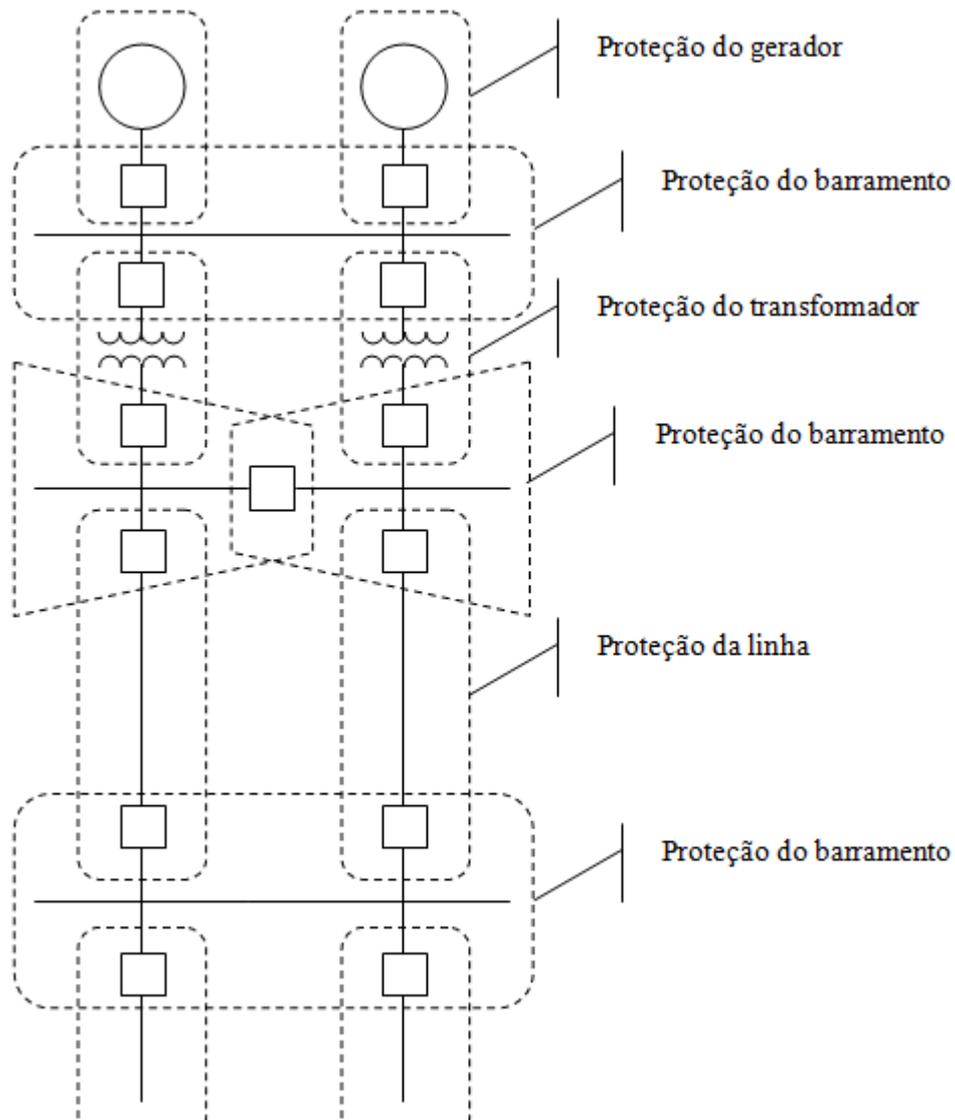


Figura 10 zonas de cobertura das proteções indicadas

As proteções de distância são divididas em zonas relacionadas ao valor da impedância de falta em relação à impedância da linha e cada zona tem um tempo de atuação específico, sincronizando com outras proteções para manter a linha protegida.[1]

**Zona 1:** Geralmente é calibrada em 80% do valor da impedância da linha e possui atuação instantânea, havendo também a transmissão do comando de abertura do disjuntor da outra ponta da linha, função esta que será melhor explicada mais adiante.[2]

**Zona 2:** A zona 2 usualmente cobre de 120 a 150% do comprimento da linha protegida, possuindo um atraso de atuação de 400ms a 600ms.[2]

**Zona 3:** compreende toda a extensão da linha protegida somada da linha adjacente, funcionando como proteção de retaguarda para a zona 2, possuindo um elevado tempo de atuação, da ordem de 800 ms a 1s.[2]

**Zona 4 :** também conhecida como zona reversa ela monitora faltas anteriores ao ponto de proteção da linha, possuindo tempo de atuação de pelo menos 1s.[2]

A Figura 11 ilustra o alcance de cada zona de proteção para um esquema simples de três linhas de transmissão:

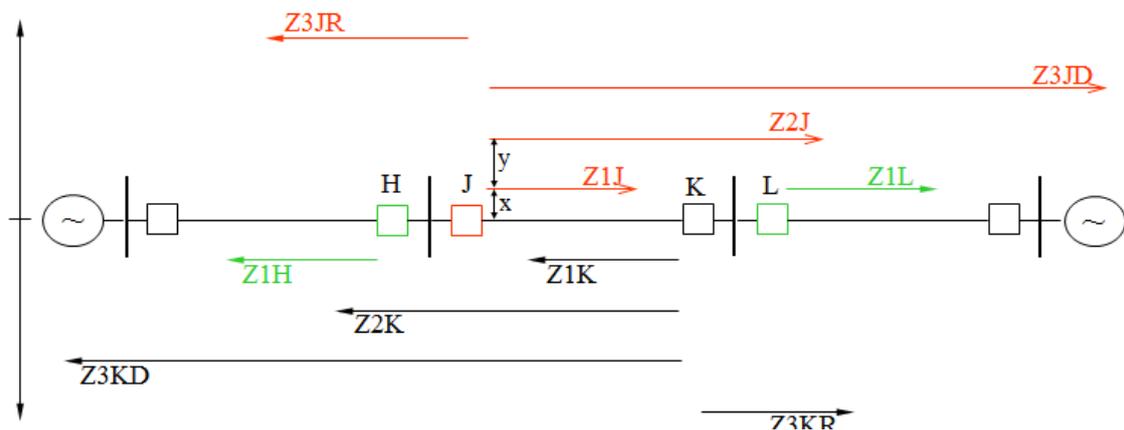


Figura 11 zonas de proteção para a função de distância

Existem também outras formas de se representar as zonas de proteção de distância, cujas mais conhecidas são a MHO (medição de admitância de falta) e a quadrilateral, ambas ilustradas na Figura 12:[1]

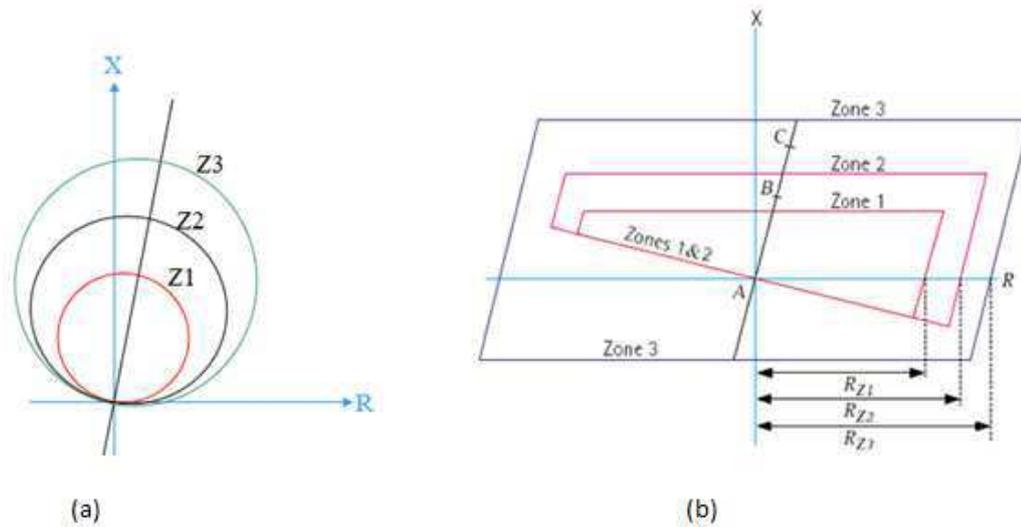


Figura 12 (a): característica MHO (b): característica quadrilateral

### 5.1.1 Característica Quadrilateral

Esta característica permite ajustes independentes tanto do alcance pra frente quanto do alcance resistivo. Visando minimizar os erros de precisão no alcance de zona há a necessidade de se estabelecer um valor máximo para o alcance resistivo em relação á impedância da zona .

Características de impedância poligonais estão sendo bastante utilizadas em relés digitais devido à sua alta flexibilidade em relação à sua cobertura de impedância de falta fase-fase e fase-terra.[1]

### 5.1.2 Característica MHO

A característica MHO consiste de círculos que passam pela origem do plano R-X de forma que a impedância carrega também o elemento direcional.A impedância característica é ajustada a partir dada impedância limite da zona, $Z_n$ , e do ângulo da característica do Relé, RCA(Relay Characteristic Angle)  $\phi$  de forma que o relé atuará quando o valor de  $Z_f$  estiver dentro da zona monitorada(Figura 13).[1]

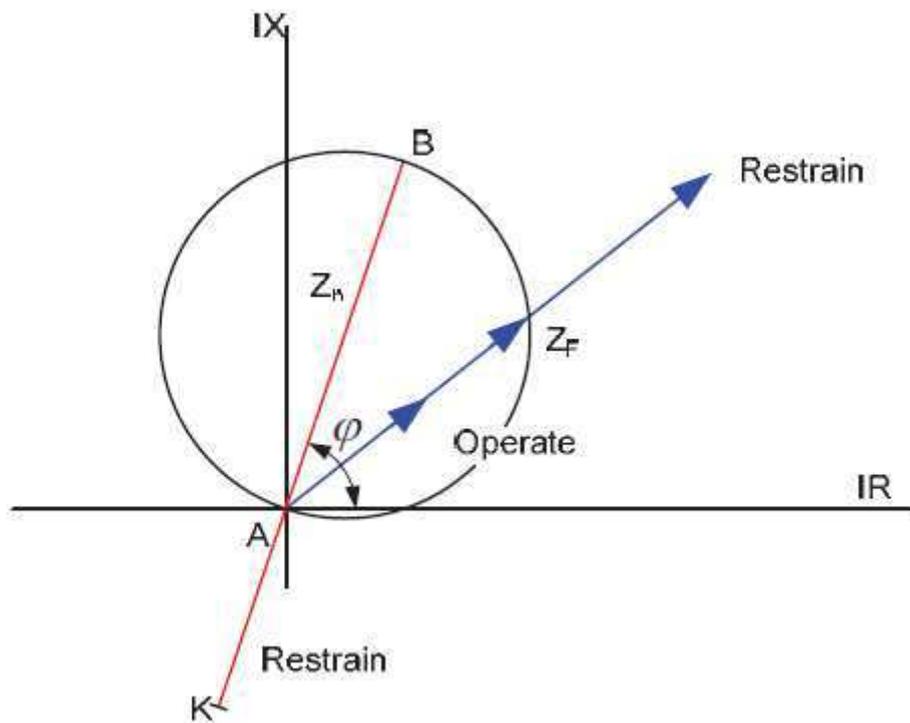


Figura 13 detalhes de operação da característica MHO

### 5.1.3 Fatores que afetam a operação dos relés de distância

Diversos fatores afetam a operação dos relés de distância. Os principais são:[6]

- Resistência do arco;
- Linhas com derivações (efeito infeed);
- Linhas em paralelo;
- Capacitores série nas linhas;
- Oscilações no sistema;

### 5.1.4 Transferência de Atuação Direta com Subalcance (DUTT)

Com o intuito de melhorar o funcionamento dos sistemas de proteção, são implementados dois canais de comunicação entre os relés nas extremidades da linha, de forma que caso seja detectada uma falta em zona 1 no relé A o mesmo envia um sinal positivo através dos dois canais para o relé B, resultando num comando de trip

instantâneo para o relé B através dos dois canais de comunicação. Este mecanismo visa acelerar um possível trip em zona 2 pelo relé B.[2]

### 5.1.5 Transferência de Atuação Permissiva com Sobrealcance (POTT)

Similar ao DUTT, o POTT também utiliza canais de comunicação para interferir no comando de trip do relé adjacente, porém o POTT funciona quando o relé A identifica um defeito em zona 2, enviando um comando permissivo para o relé B através do canal 2.[2]

## 5.2 Proteção de Sobrecorrente Direcional (67,67N)

A proteção de sobrecorrente direcional é programada para identificar o sentido da corrente de falta, de forma a evitar desligamentos desnecessários da linha devido à faltas em outras linhas ligadas à mesma barra.

A Figura 14 ilustra uma situação onde a função de direcionalidade se mostra necessária, nela percebe-se que caso nenhum relé possua direcionalidade há a possibilidade de ocorrer um trip nos disjuntores R2 e R'2 devido à alimentação da falta pela linha 2. Ao adicionar o elemento de direcionalidade aos relés R'1 e R'2, garante-se que o pickup de corrente no sentido oposto não cause um trip desnecessário na linha 2.

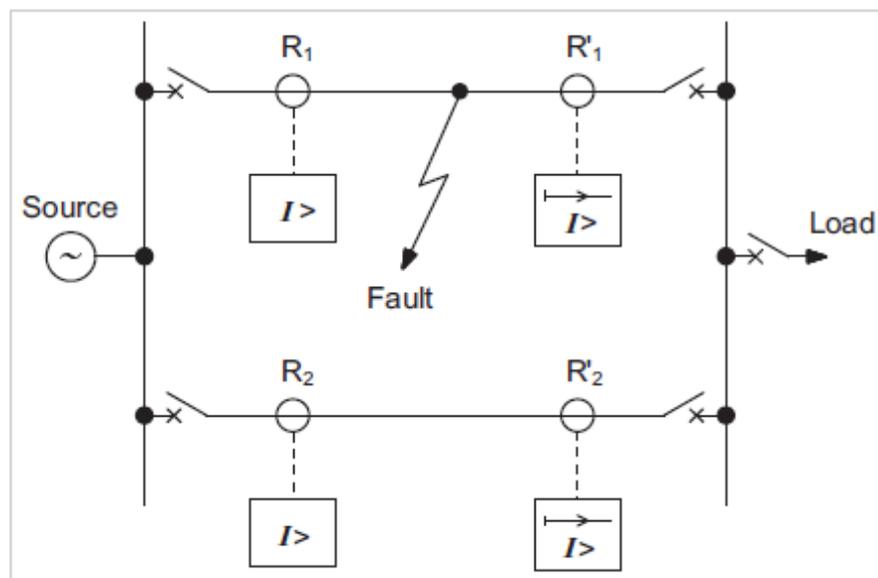


Figura 14 ilustração de uma proteção de sobrecorrente direcional

A implementação da função de direcionalidade se dá pela análise do diagrama fasorial de impedância, ilustrada na Figura 15, na qual a reta MTA corresponde à região de torque máximo, sendo a inclinação deste plano o ângulo da própria linha a ser protegida:

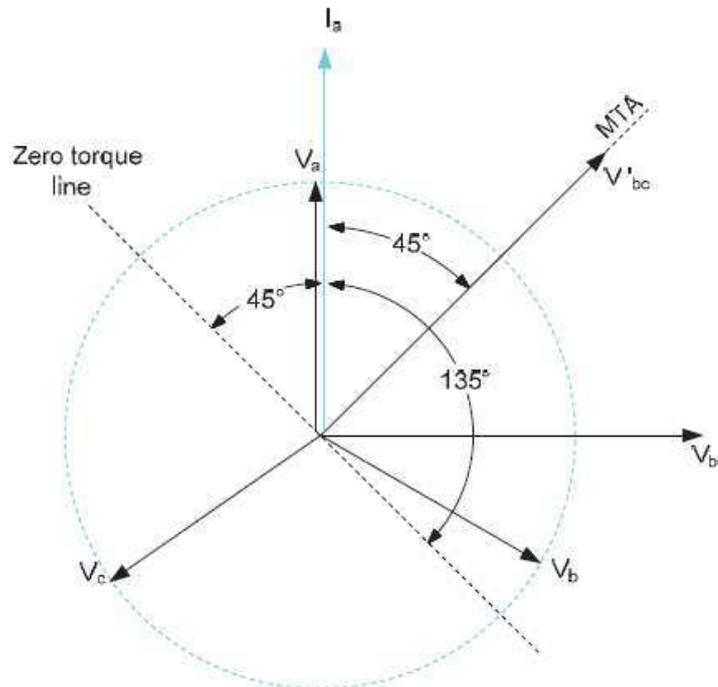


Figura 15 diagrama fasorial ilustrando a função de direcionalidade

A proteção por sobrecorrente direcional tem fundamental importância na proteção de transformadores e de geradores, visto que ela evita picos de correntes nos secundários dos transformadores e também a motorização de geradores.[2]

### 5.3 Proteção de oscilação de potência

A proteção para oscilação de potência tem por maior objetivo evitar atuações indevidas das proteções de distância visto que a oscilação da potência na linha resulta numa perturbação da medição da impedância da linha, esta perturbação pode ser tamanha a ponto de lançar o vetor impedância para dentro de alguma zona de proteção, resultando numa atuação indevida da proteção de distância.

Deve-se salientar também que a atuação seria indevida em casos de estáveis, como uma oscilação devido à entrada de outro gerador no sistema ou devido à alguma falta em outro setor, porém em casos de oscilações instáveis deve-se identificar a

instabilidade e isolar a região afetada por este distúrbio, esta proteção é chamada de proteção por perda de sincronismo.

A identificação de perturbações na potência do sistema resultam no bloqueio das funções de distância do trecho afetado.[3]

#### **5.4 Proteção STUB**

A proteção STUB está presente nas subestações com esquema à disjuntor e meio, sua função é monitorar a chave seccionadora da linha, visando evitar que quando um dos disjuntores do vão esteja fechado e a chave esteja aberta, na ocorrência de um curto entre os terminais da chave hajam danos à linha.[3]

#### **5.5 Função de Falha do Disjuntor (50BF)**

Para garantir o funcionamento correto do sistema de proteção é fundamental o monitoramento do estado(aberto ou fechado) dos disjuntores, de forma que ao enviar um comando de abertura, o relé monitora um sinal vindo do disjuntor confirmando a abertura de seus pólos, em caso de não abertura num determinado intervalo de tempo ocorre um novo envio do comando de abertura, numa eventual não abertura do disjuntor, o sistema de proteção envia um comando de abertura para todos os disjuntores adjacentes ao equipamento defeituoso, visando eliminar a falha o mais rápido possível.[1]

## **6 RELÉS DE PROTEÇÃO**

Os relés de proteção contra falta possuem a finalidade de distinguir as correntes de curto circuito da corrente de carga normal e, em alguns casos distinguir diferentes locais de falta.

Basicamente, as 3 grandezas do sistema, necessárias para que o relé faça estas distinções são:

- Tensão;
- Corrente;
- Ângulo entre tensão e corrente;

Pois, tais grandezas possuem valores na condição normal, diferentes da condição defeituosa, a saber:

- As correntes de curto circuito são geralmente maiores que as correntes de carga;
- As tensões do sistema durante o curto circuito são menores que as normais;
- O ângulo de atraso da corrente em relação a tensão é, em geral maior para corrente de curto circuito do que para corrente normal;

É devido ao exposto acima, que os relés de proteção contra falta usam a tensão e a corrente como grandezas características de entrada.

Como as correntes de falta estão sempre atrasadas, o ângulo entre a tensão e a corrente, além de indicar o tipo de corrente, mostra a direção da mesma. Uma outra relação, a razão entre a tensão e a corrente determina a distância entre o local do relé e a falta.

Os relés de proteção sofreram avanços desde sua origem com os mecanismos eletromecânicos, bastante precisos e confiáveis, funcionando através de indução ou atração magnética porém ocupam demasiado espaço físico, sendo necessário um módulo para cada função de proteção.

Com a evolução da microeletrônica vieram os relés estáticos, que eram cartuchos constituídos por circuitos integrados, reduzindo assim o tamanho, peso e consumo de energia em relação aos relés eletromecânicos, a falta de partes móveis reduz também o tempo de operação dos relés eletrônicos.

Eventualmente, com o avanço da eletrônica digital e o surgimento dos relés microprocessados, os relés eletrônicos acabaram tomando o mesmo rumo dos relés eletromecânicos, o desuso.

Por fim, os relés de proteção mais recente são os digitais, compostos de microprocessadores que recebem e processam diversos sinais de entrada digitais e, aplicando algoritmos de proteção, envia sinais de comando e supervisão para os devidos equipamentos.[6]

Uma das maiores vantagens dos relés digitais está em sua versatilidade e adaptabilidade, visto que basta mudar sua programação via software para que ele seja adaptado a diversas condições em diferentes esquemas ou topologias de proteção. Há

também o fato de os relés digitais possuírem mais de uma função de proteção atreladas a eles simultaneamente, reduzindo tanto o custo total do sistema como o espaço físico ocupado pelo mesmo. Mais adiante será apresentado um modelo de relé digital da Schweitzer Electric Laboratories (SEL) com suas funções e configurações, implantado em uma linha de 500 kV.

Os relés digitais possuem uma variada gama de interfaces de comunicação, podendo enviar e receber dados via cabo ethernet, fibra ótica, informações de GPS, suportando diversos protocolos de comunicação, aprimorando a eficiência e a adaptabilidade dos sistemas à medida que evoluem.

## **7 ESTUDO DE CASO**

Neste capítulo será feito um estudo analítico, descritivo e comparativo do sistema de proteção existente na subestação de Paulo Afonso IV (SE-PAQ) em comparação com o novo sistema de proteção digital recentemente implementado.

Parte do complexo de usinas hidroelétricas da CHESF, a usina de Paulo Afonso IV representa uma importante parcela na geração de energia elétrica no Rio São Francisco, mas para que essa energia possa chegar ao consumidor final ela precisa ser conectada ao sistema elétrico. Esta ligação entre a usina e o sistema elétrico é feita através da subestação atrelada à usina, denominada SE-PAQ, esta subestação é composta de seis links de 500 kV que interligam os seis geradores da usina de Paulo Afonso IV, uma linha de 500 kV conectada à subestação de Xingó, uma linha de transmissão de 500 kV ligada à subestação de Olindina e uma linha de 230 kV de interligação com a subestação do complexo Paulo Afonso I, II e III (SE-PAF).

A subestação foi construída num esquema de disjuntor e meio, com o sistema supervisório sendo implementado via anunciadores e alarmes instalados na sala de comando, apesar de antiga, a subestação passa constantemente por processos de modernização, como a troca de equipamentos proteção (TCs, TPs, Disjuntores) como também está no processo de troca dos relés de proteção que antes eram antigos relés

eletromecânicos da General electric (GE) e estão sendo substituídos por relés digitais SEL-421 da Schweitzer Eletric Laboratories(SEL).

A seguir será apresentada a linha que será o objeto de análise deste trabalho, com suas especificações técnicas , diagramas unifilar e trifilar e esquemas de proteção.

## 7.1 Apresentação do caso

Neste trabalho será analisada a linha de interligação do gerador 6 da usina de Paulo Afonso IV com a subestação SE-PAQ (Link 05G6), pertencente ao vão G junto com a linha que liga à subestação de Olindina(05S5), representada pelo diagrama unifilar abaixo(Figura 16)

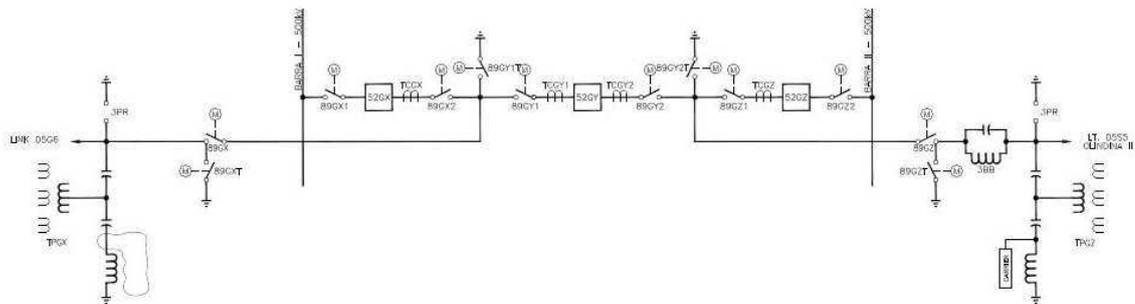


Figura 16 diagrama unifilar SE-PAQ vão G

Inicialmente, a proteção do link 05G6 era feita por relés eletromecânicos CEY de fabricação General Electric(Figura-17), porém esta linha passou por modernização e os painéis de proteção foram trocados por relés digitais SEL-421 de fabricação Schweitzer Eletric laboratories(Figura 18).



Figura 17 painel de proteção usando relés eletromecânicos, (a): vista traseira e (b): vista frontal



Figura 18 relé digital de proteção SEL-421

Este link tem tensão de operação de 500 kV comprimento de 600m portanto, pelos procedimentos de rede especificados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) devem estar presentes as seguintes proteções: proteção de distância, sobrecorrente direcional, fechamento sob falta, STUB, bloqueio por oscilação de potência.

Por ser um link com o gerador, algumas das proteções são implementadas pelo painel de proteção do próprio gerador, além de algumas outras funções serem desabilitadas, como por exemplo o religamento automático dos disjuntores. A proteção de perda de sincronismo também é feita pela proteção do gerador e, por só haver disjuntores

em uma ponta da linha, os comando de aceleração de trip por zona não são implementados(recepção dos canais 1 e 2) havendo apenas comunicação entre a proteção da linha e a usina, de forma que pode haver envio de telecomando de abertura dos disjuntores pela usina.

O ONS também especifica que a proteção de linhas com tensão de operação superiores a 345 kV devem ser implementados com duas proteções redundantes, idênticas e funcionando em paralelo(proteção principal e proteção alternada), desta forma há um aumento significativo na confiabilidade do sistema de proteção.O diagrama unifilar do setor da subestação com suas respectivas proteções e equipamentos de medição estão ilustrados na Figura 19 e na Figura 20:

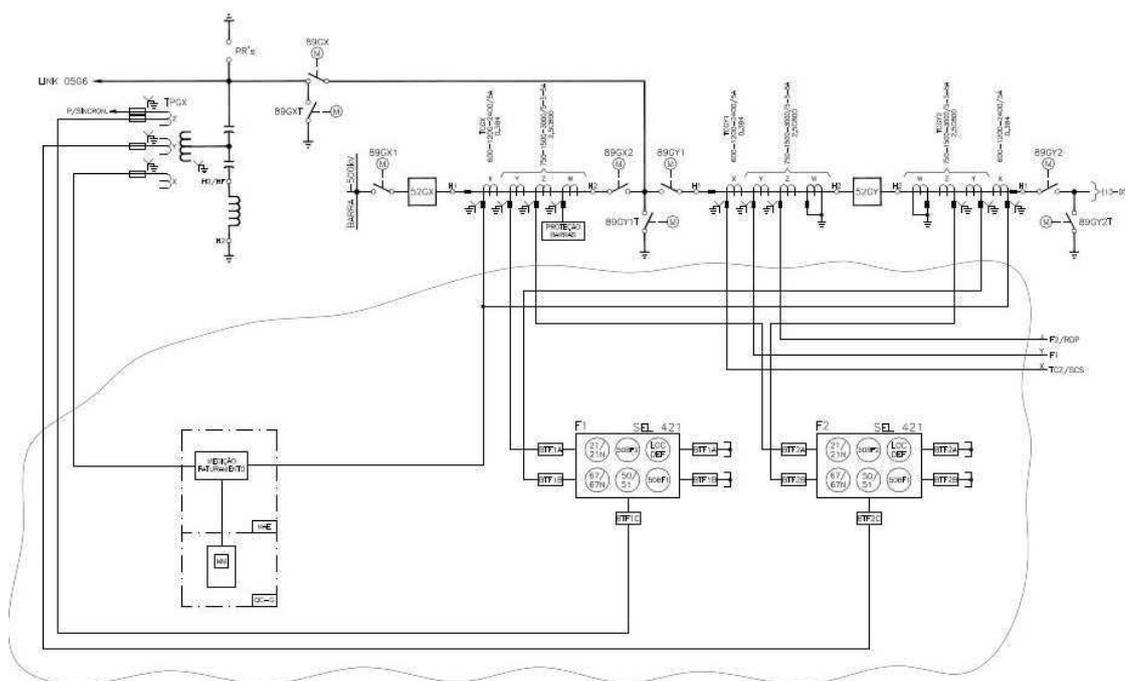


Figura 19 unifilar proteção e medição - lado X

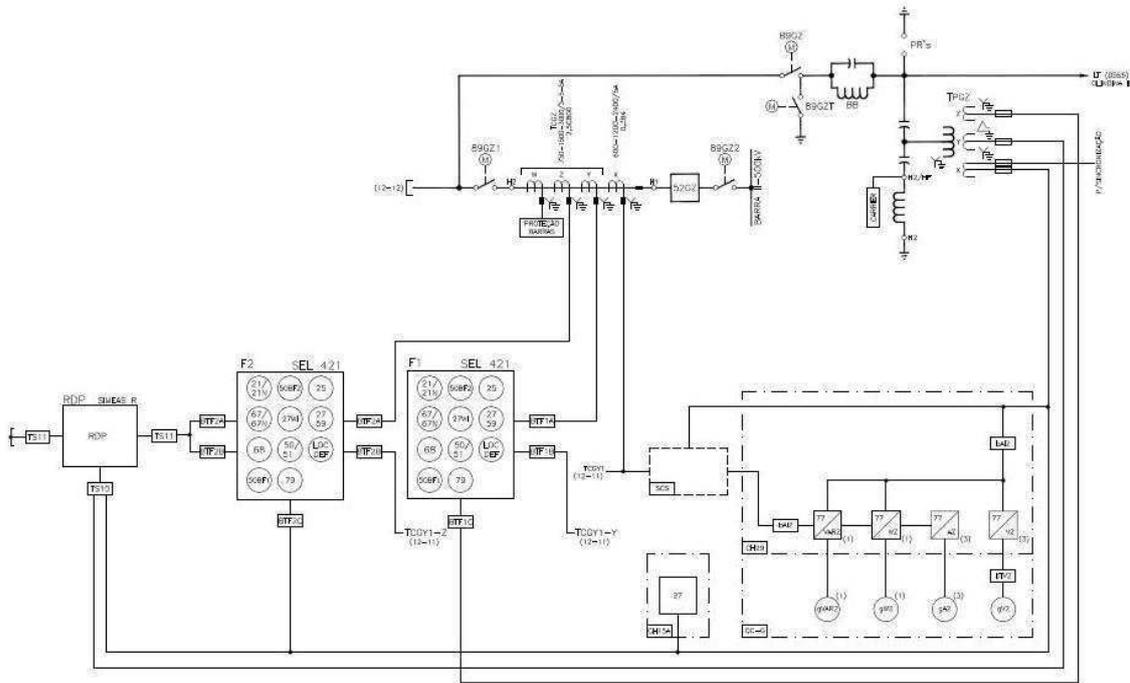


Figura 20 unifilar proteção e medição - lado Z

## 7.2 Sistema Supervisório

O sistema supervisório da subestação SE-PAQ é feito via anunciadores (Figura 21) e alarmes situados na sala de comando, através deles cada anormalidade é comunicada aos operadores, estes anunciadores são conectados aos painéis de proteção via relés auxiliares presentes em painéis auxiliares como os quadros de relés auxiliares (QRAs) e painéis de suporte, que contém os potenciais de alimentação dos circuitos de supervisão, sinalizações de posicionamento das seccionadoras, painéis de proteção de barras.



Figura 21 quadro anunciador do vão G da subestação SE-PAQ

Há também a representação do circuito unifilar, com chaves de atuação de abertura e fechamento de disjuntores bem como sinalização dos status dos disjuntores e das chaves seccionadoras(Figura 22).



Figura 22 circuito unifilar do vão G da subestação SE-PAQ

Existe também um Registrador Digital de Perturbações (Oscilógrafo)(Figura 23), que registra as variações nas medições de tensão e corrente no sistema e envia direto às centrais regionais (CROP) e ao ONS.



Figura 23 Painél do Oscilógrafo do vão G da subestação SE-PAQ

### 7.3 Relé de Proteção SEL-421

O relé SEL-421 é um relé de proteção de linhas de transmissão de alta velocidade, com comando de trip e de religamento mono e tripolar com verificação de sincronismo, monitoramento de disjuntor, proteção de falha de disjuntor e lógica de compensação em série.

O SEL-421 provê inúmeras interfaces de comunicação como o padrão SEL ASCII e o protocolo de comunicação MIRRORED BITS® para comunicação via Ethernet, possuindo também suporte para protocolos de comunicação tais como Telnet, FTP, IEC 61850 e DNP3.

O software utilizado para configurar e manusear o relé é o ACSELERATOR QuickSet® SEL-5030, que permite ao usuário configurar, controlar e adquirir dados do relé, local ou remotamente. Existe também o software ACSELERATOR Architect® SEL-5032 utilizado para configurar os protocolos de comunicações.

A Figura 24 resume o quadro de funções presentes no relé SEL-421:

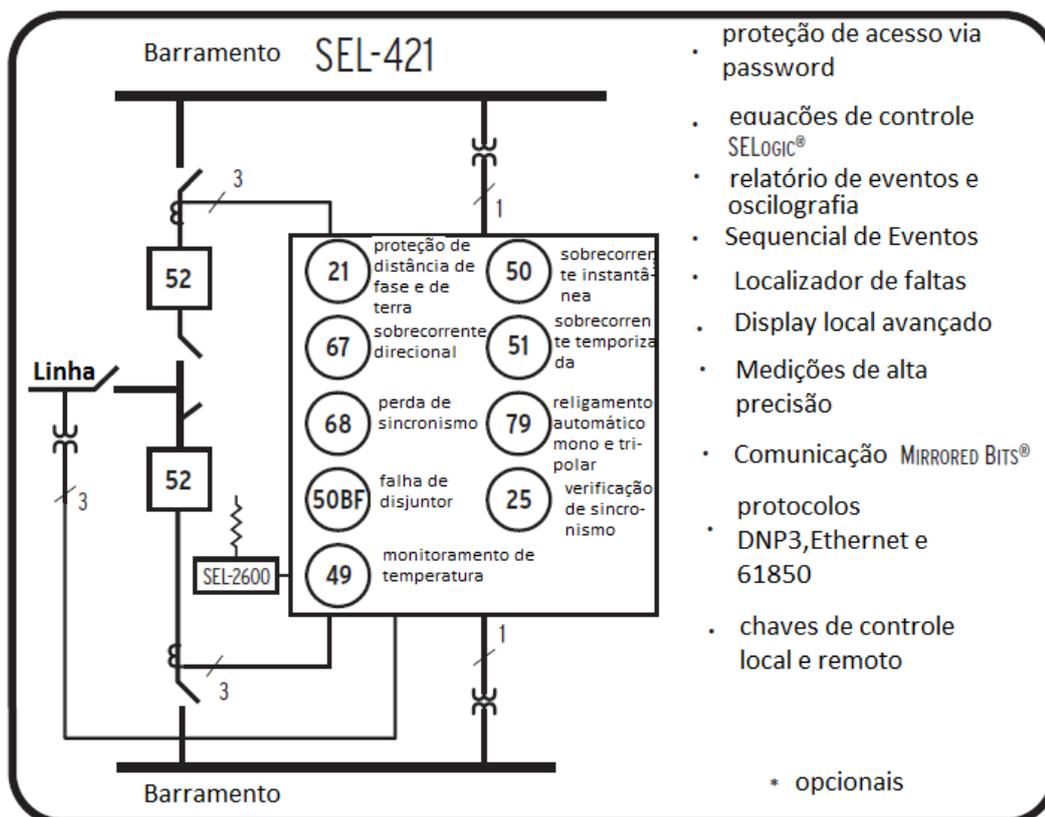


Figura 24 Quadro de funções do relé SEL-421

O relé SEL-412 possui dois circuitos de entradas analógicas de corrente e dois circuitos de entradas analógicas de tensão, ambos trifásicos, desta forma o relé pode monitorar até dois disjuntores simultaneamente, reduzindo ainda mais o número de equipamentos necessários na proteção da linha. Possui também dois canais de comunicação por fibra ótica e quatro portas seriais, além de uma placa Ethernet para comunicação em redes LAN e WAN.[5]

As figuras a seguir ilustram as telas do ACSELERATOR QuickSet® , programa de configuração do SEL-421, evidenciando os campos de configurações dos alcances e atrasos das zonas de proteção, proteções habilitadas, configurações de entradas e saídas digitais e algumas lógicas de proteção implementadas pelo relé.

Identifica-se na Figura 25, no canto esquerdo as abas de opções para as configurações específicas num formato hierárquico e à direita são mostradas as configurações avançadas de cada aba de configuração:

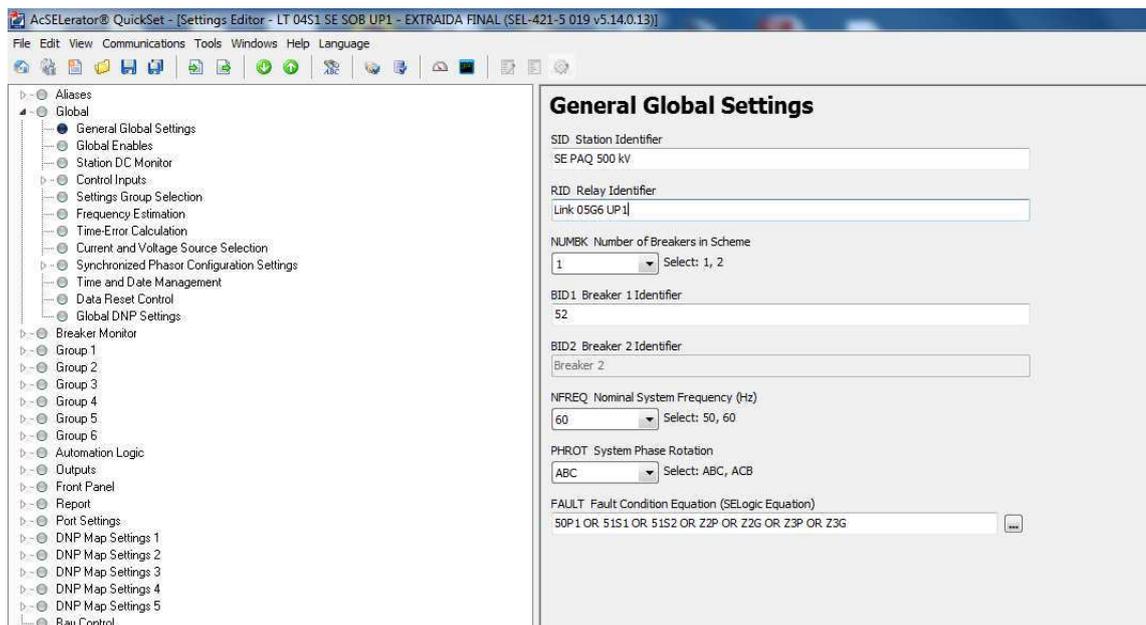


Figura 25 configurações gerais do relé SEL-421

Já nas Figuras 26,27 , 28 e 29 são apresentadas algumas opções de configurações específicas como as especificações da linha protegida, proteções habilitadas e as configurações das saídas digitais.

**Line Configuration**

CTRW	Current Transformer Ratio - Input W	240	Range = 1 to 50000
CTRZ	Current Transformer Ratio - Input X	240	Range = 1 to 50000
PTRY	Potential Transformer Ratio - Input Y	2000.0	Range = 1.0 to 10000.0
VNOMY	PT Nominal Voltage (L-L) - Input Y (V,sec)	115	Range = 60 to 300
PTRZ	Potential Transformer Ratio - Input Z	2000.0	Range = 1.0 to 10000.0
VNOMZ	PT Nominal Voltage (L-L) - Input Z (V,sec)	115	Range = 60 to 300
Z1MAG	Positive-Sequence Line Impedance Magnitude	2.59	Range = 0.05 to 255.00
Z1ANG	Positive-Sequence Line Impedance Angle (deg)	78.97	Range = 5.00 to 90.00
Z0MAG	Zero-Sequence Line Impedance Magnitude	7.52	Range = 0.05 to 255.00
Z0ANG	Zero-Sequence Line Impedance Angle (deg)	75.98	Range = 5.00 to 90.00
EFLOC	Fault Location	Y	Select: Y, N
LL	Line Length	42.50	Range = 0.10 to 999.00

Figura 26 SEL-421 parâmetros da linha

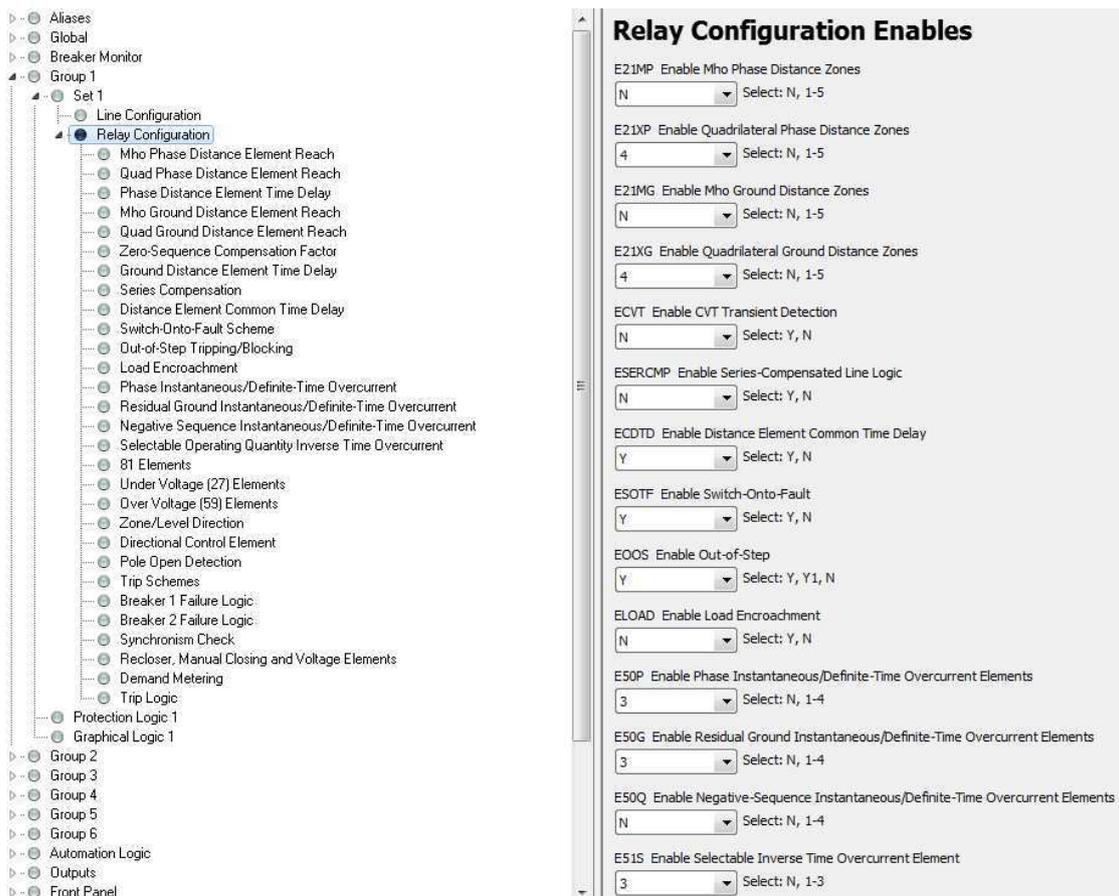


Figura 27 421 aba de habilitação de proteções específicas

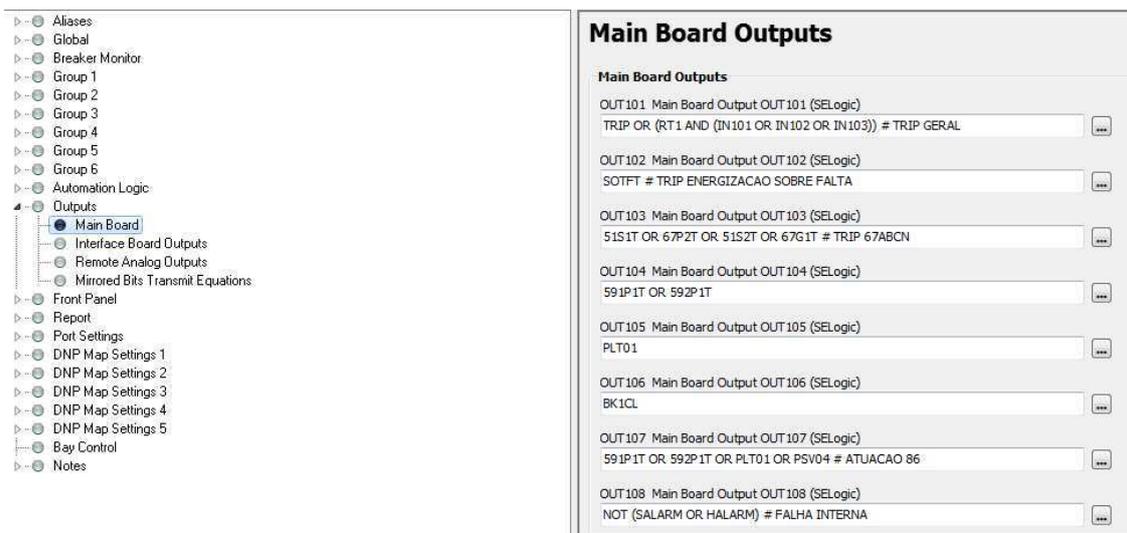


Figura 28 SEL-421 configurações das saídas digitais

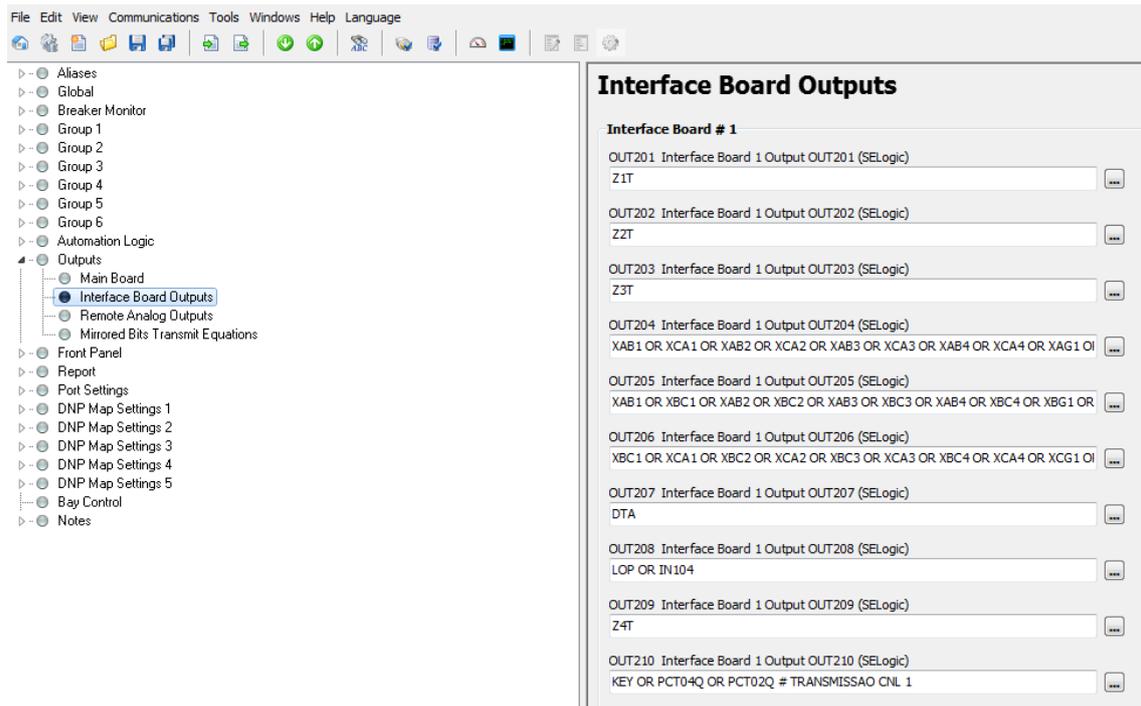


Figura 29 SEL-421 configurações das saídas digitais

Identifica-se nas figuras 28 e 29 que os campos das configurações das saídas digitais são preenchidos com equações lógicas de forma que estas saídas são programáveis e podem servir a mais de uma condição simultânea.

Outro ponto interessante a ser citado é que, observando a figura-25, há uma sequência de abas denominadas grupos, estes grupos permitem que sejam especificadas algumas configurações de linhas e proteções, simplificando a alternância entre configurações a apenas um clique.

## 8 Sugestões para trabalhos futuros

A complementação deste trabalho pode ser feita inserindo-se o elemento do sistema supervisão digital , analisando e até mesmo montando experimentos práticos evidenciando a interação dos relés digitais com sistemas supervisórios via software e implementando protocolos de comunicação(IEC-61850,Ethernet).

## 9 Conclusão

Ao analisar as informações contidas neste documento, pode-se identificar alguns pontos positivos e negativos no uso dos relés digitais para esta subestação especificamente, primeiramente, por se tratar de uma subestação antiga, seu sistema supervisão é antigo e ineficiente, além de não possuir inúmeras ferramentas de monitoramento e atuação presentes nos sistemas supervisórios mais recentes, muitas destas funções estão presentes no relé digital SEL-421 e acabam por ser desperdiçadas por falta de compatibilidade com o resto da subestação.

Outro fator importante, ainda no quesito comunicação com o relé, está na presença dos relés auxiliares,que aumentam o tempo de atuação dos comandos de controle, além de ocupar bastante espaço e potencializando os riscos de falha mecânica.

Comparando com o sistema eletromecânico, os ganhos em confiabilidade, velocidade de atuação, versatilidade e adaptabilidade são enormes, abrindo a possibilidade de modernização do restante da subestação.

Deve-se salientar que o aproveitamento dos relés digitais se dá de forma bastante superior em subestações digitais, que podem usufruir de todas as suas funcionalidades.

Assim, pode-se concluir que a implementação de relés digitais nas subestações é uma adição fundamental na modernização dos sistemas de proteção mas não deve ser a única atualização, tendo que ser seguida pela modernização do sistema supervisão e também da modernização dos equipamentos, implementando redes de comunicações e equipamentos inteligentes (IEDs).



## 10 Bibliografia

- [1] Alstom, Network Protection & Automation guide, Alstom Grid, 2011.
- [2] J. M. Filho, Proteção de Sistemas Elétricos de Potência, 1 ed., LTC, 2011.
- [3] G. Kindermann, Proteção de Sistemas Elétricos de Potência Vol 2, UFSC EEL.
- [4] J. Mooney, “Aplicações de Relés Microprocessados em Linhas de Transmissão,” Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, WA USA.
- [5] I. Schweitzer Engineering Laboratories, SEL-421-4, -5 Relay - Protection and Automation System - Instruction Manual, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2010.
- [6] D. L. Martins, “Estudo de caso na Automação, Proteção e Supervisão de uma Subestação de Classe 69kV,” Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, 2012.
- [7] J. M. Filho, Manual de Equipamentos Elétricos, 4 ed., LTC, 2013.
- [8] O. N. d. Sistema, “Procedimentos de Rede- Submódulo 2.6”.